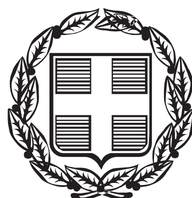


ΕΦΗΜΕΡΙΣ ΤΗΣ ΚΥΒΕΡΝΗΣΕΩΣ

ΤΗΣ ΕΛΛΗΝΙΚΗΣ ΔΗΜΟΚΡΑΤΙΑΣ

ΤΕΥΧΟΣ ΔΕΥΤΕΡΟ **Αρ. Φύλλου 52**

16 Ιανουαρίου 2013

ΑΠΟΦΑΣΕΙΣ

Αριθμ. 1023/2012

Έγκριση του Εγχειριδίου του Κώδικα Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας.

Η ΡΥΘΜΙΣΤΙΚΗ ΑΡΧΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ
(Συνεδρίαση 27.12.2012)

Λαμβάνοντας υπόψη:

1. Τις διατάξεις του Ν. 4001/2011 (ΦΕΚ Α΄ 179/22.8.2011), όπως ισχύουν, και ειδικότερα το άρθρο 120.

2. Τις διατάξεις του Κώδικα Διαχείρισης του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΦΕΚ Β΄ 103/31.01.2012), όπως τροποποιήθηκαν και ισχύουν, και ειδικότερα το άρθρο 286.

3. Τις διατάξεις του Κώδικα Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΦΕΚ Β΄ 104/31.01.2012), όπως τροποποιήθηκαν και ισχύουν, και ειδικότερα τα άρθρα 14 και 86.

4. Το υπ' αριθμ. 7481/20.12.2012 έγγραφο της ΛΑΓΗΕ Α.Ε. (αριθμ. ΡΑΕ Ι-166674/24.12.2012) με θέμα «Εγχειρίδιο του Κώδικα Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας».

5. Το γεγονός ότι από τις διατάξεις της παρούσας δεν προκαλείται δαπάνη σε βάρος του Κρατικού Προϋπολογισμού.

Σκέφθηκε ως εξής:

Επειδή, κατά το άρθρο 120 του Ν. 4001/2011, με απόφαση της ΡΑΕ εκδίδονται Εγχειρίδια για τις λεπτομέρειες εφαρμογής του Κώδικα Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας (εφεξής «ΚΣΗΕ»).

Επειδή, κατά το άρθρο 14 του ΚΣΗΕ, η ΡΑΕ εγκρίνει το Εγχειρίδιο του Κώδικα Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας, το οποίο εκπονεί ο Λειτουργός της Αγοράς. Ο ΛΑΓΗΕ εκπόνησε το Εγχειρίδιο του ΚΣΗΕ και το υπέβαλε προς έγκριση στη ΡΑΕ με το από 20.12.2012 έγγραφό του.

Επειδή, το ως άνω Εγχειρίδιο τέθηκε σε δημόσια διαβούλευση τον Δεκέμβριο του 2012 και η ΡΑΕ ενημερώθηκε ότι δεν προέκυψε καμία παρατήρηση επί του εν λόγω Εγχειριδίου, όπως επισημάνθηκε από τον Λειτουργό της Αγοράς στο από 20.12.2012 έγγραφό του.

Επειδή, κατά το άρθρο 86 του ΚΣΗΕ, τα ανανεωμένα Εγχειρίδια που καθορίζονται στον Κώδικα Διαχείρισης Συστήματος και στον Κώδικα Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας εγκρίνονται έως την Έβδομη Ημέρα Αναφοράς κατόπιν σχετικής δημόσιας διαβούλευσης. Μέχρι τότε ισχύουν αναλογικά ως προς το αντικείμενό τους τα Εγχειρίδια του «Κώδικα Διαχείρισης του Συστήματος και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας» που είχαν τεθεί σε ισχύ πριν την θέση σε ισχύ του παρόντος ΚΣΗΕ και οι αναφορές στον Διαχειριστή του Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας θεωρούνται ότι ισχύουν για τον Λειτουργό της Αγοράς ή τον Διαχειριστή του Συστήματος ανάλογα, σύμφωνα με το πλαίσιο αναφοράς τους.

Επειδή, κατά το άρθρο 86 του ΚΣΗΕ, η 1η Ιανουαρίου 2013 ορίζεται ως Έβδομη Ημέρα Αναφοράς.

Επειδή, η ΡΑΕ για την έγκριση του Εγχειριδίου του ΚΣΗΕ, ελέγχει καταρχάς το κατά πόσον τηρούνται οι προβλέψεις των διατάξεων του ΚΣΗΕ, και εν συνεχεία εάν περιγράφουν και επεξηγούν επαρκώς τις λεπτομέρειες εφαρμογής των διατάξεων του ΚΣΗΕ.

Επειδή, η εξέταση του ως άνω Εγχειριδίου διαπίστωσε τη συμφωνία των περιεχομένων του με τις διατάξεις του ΚΣΗΕ, αλλά παράλληλα ανέδειξε τα σημαντικά περιθώρια βελτίωσης της δομής, συνοχής και πληρότητας του, ώστε οι λεπτομέρειες εφαρμογής των διατάξεων των Κωδίκων να παρατίθενται με πιο σαφή και εύληπτο τρόπο.

Επειδή, ειδικότερα, εντοπίστηκε έντονη αλληλοεπικάλυψη μεταξύ του Εγχειριδίου του ΚΣΗΕ, και των Επιμέρους Εγχειριδίων που συνιστούν το Εγχειρίδιο του ΚΔΣ, με πολλαπλές επαναλήψεις στοιχείων, χωρίς να έχει επιτευχθεί ο βέλτιστος διαχωρισμός των αντικειμένων τους.

Επειδή, διαπιστώθηκε σημαντική βελτίωση στην οργάνωση του υλικού που παρατίθεται στο Εγχειρίδιο του ΚΣΗΕ συγκριτικά με προηγούμενη διάρθρωσή του, ωστόσο υπάρχει δυνατότητα περαιτέρω βελτίωσης της δομής, της μορφοποίησης, των μαθηματικών απεικονίσεων, καθώς και πληρέστερου καταλόγου αναφορών στον ΚΣΗΕ.

Επειδή, σε αρκετά σημεία δεν έχουν ενσωματωθεί επακριβώς οι τελευταίες τροποποιήσεις των ΚΔΣ, ΚΣΗΕ καθώς και Υπουργικών Αποφάσεων, ειδικά σε σχέση με τις κατανεμόμενες μονάδες ΣΗΘΥΑ.

Επειδή, για τα ανωτέρω θέματα, αναμένονται οι εισηγήσεις του Λειτουργού της Αγοράς το συντομότερο δυνατόν, αποφασίζει:

1. Την έγκριση του συνημμένου Εγχειριδίου του Κώδικα Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας που εκπόνησε ο Λειτουργός της Αγοράς, ένεκα της ανάγκης για την εύρυθμη λειτουργία της αγοράς, με εξαίρεση την «Ρήτρα Επιφύλαξης Δικαιωμάτων», την οποία απορρίπτει ως μη προβλεπόμενη από την κείμενη νομοθεσία.

2. Την αποστολή προς τον Λειτουργό της Αγοράς των παρατηρήσεων της ΡΑΕ επί του Εγχειριδίου του Κώδικα Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας, τις οποίες ο ΛΑΓΗΕ οφείλει να ενσωματώσει και να υποβάλει στην Αρχή.



ΛΕΙΤΟΥΡΓΟΣ ΑΓΟΡΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

ΕΓΧΕΙΡΙΔΙΟ

Κώδικα Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας

Σχέδιο Α

17 Δεκεμβρίου 2012

ΡΗΤΡΑ ΕΠΙΦΥΛΑΞΗΣ ΔΙΚΑΙΩΜΑΤΩΝ

Κάθε είδους πληροφορία που περιλαμβάνεται στο παρόν Εγχειρίδιο, παρέχεται από τον Λειτουργό της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΛΑΓΗΕ) με στόχο την ευρύτερη συζήτηση και την γενικότερη ενημέρωση και μόνον. Για το λόγο αυτό, ο ΛΑΓΗΕ δεν εγγυάται την ακρίβεια, πληρότητα ή την καταλληλότητα των πληροφοριών αυτών κατά την χρησιμοποίησή τους για οποιοδήποτε σκοπό, αρνούμενος συγχρόνως κάθε ευθύνη για οιαδήποτε ζημία τυχόν προκύψει από την παντός είδους χρήση τους. Οι πληροφορίες που περιέχονται στο Εγχειρίδιο θεωρούνται σύμφωνες με τον Ελληνικό Κώδικα Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας και δίδονται μαζί με επιπρόσθετες λεπτομέρειες, διευκρινήσεις και στοιχεία, ώστε να εξηγηθούν οι διάφορες έννοιες και διαδικασίες. Ο ΛΑΓΗΕ διατηρεί το δικαίωμα να αναθεωρεί ή να ανακαλεί το σύνολο ή μέρος του περιεχομένου του παρόντος Εγχειριδίου και αρνείται κάθε ευθύνη για τις συνέπειες που τυχόν επέλθουν εξαιτίας λαθών ή παραλείψεων κατά την διαδικασία αυτή.

ΙΣΤΟΡΙΚΟ ΑΝΑΘΕΩΡΗΣΕΩΝ

ΕΚΔΟΣΗ	***ΗΜ/ΝΙΑ***	***ΑΠΟΦΑΣΗ***	***ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ***
Σχέδιο Α	13.12.2012		Αρχικό σχέδιο προς Δημόσια Διαβούλευση.
	17.12.2012		Το Σχέδιο Α με μικρές προσθήκες και διορθώσεις.

ΠΙΝΑΚΑΣ ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΩΝ

ΠΙΝΑΚΑΣ ΑΝΤΙΣΤΟΙΧΙΣΗΣ ΑΝΑΦΟΡΩΝ ΚΣΗΕ - ΕΓΧΕΙΡΙΔΙΟΥ

Α/Α	ΑΡΘΡΟ ΚΩΔΙΚΑ	ΘΕΜΑ	ΠΑΡΑΓΡΑΦΟΣ ΕΓΧΕΙΡΙΔΙΟΥ
1	2.1.Β	Έγγραφα που απαιτούνται από το Φορέα Εκκαθάρισης για την εγγραφή στο Μητρώο Συμμετεχόντων.	-
2	2.7	Διαδικασία υποβολής αίτησης και εγγραφής στο Μητρώο Συμμετεχόντων.	§ 2.2
3	4.1	Χρήση του Μητρώου Μονάδων από το Λειτουργό της Αγοράς.	§§ 3.3.2.5.3, 3.3.2.5.4, 3.4.2, 4.1.3
4	14.2.ΣΤ	Μεθοδολογία Υπολογισμού Κόστους Λειτουργίας Μονάδων.	ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5
5	17.6	Περιεχόμενο Δηλώσεων Φορτίου.	§ 3.3.2.3.2
6	19.1	Χρονικό διάστημα υποβολής Δηλώσεων Φορτίου.	§ 1.7 (ΠΙΝ. 1)
7	28.7	Υποβολή Δήλωσης Προτεραιότητας Κατανεμόμενης Μονάδας ΣΗΘΥΑ (ΚΜΣ) και αίτησης τροποποίησής της.	§ 3.2.6
8	30.1	Χρονικό διάστημα υποβολής Προσφορών Έγχυσης.	§§ 1.7 (ΠΙΝ. 1), 3.3.2.1.3, 3.3.2.1.4
9	36	Χρονικό διάστημα υποβολής Προσφορών Εφεδρειών.	§§ 1.7 (ΠΙΝ. 1), 3.3.2.4.3, 3.3.2.4.4
10	41.3	Αδυναμία Λειτουργίας Μονάδων, διαδικασίες και προϋποθέσεις υποβολής των σχετικών Δηλώσεων, και αναλογική εφαρμογή των διατάξεων των Άρθρων 40 και 41 για αυτές.	§ 3.3.2.5.4
11	44.1	Δήλωση Τεχνικοοικονομικών Στοιχείων.	§ 3.3.2.6, 3.3.2.7
12	44.2	Μεθοδολογίες υπολογισμών του κόστους λειτουργίας Μονάδων.	§§ 5.1, 5.2
13	44.4	Συστηματική κατάθεση στη ΡΑΕ από τους Παραγωγούς αναλυτικών στοιχείων των λειτουργικών δαπανών των Μονάδων τους.	-

14	46.3	Διαδικασία ελέγχου των Δηλώσεων Τεχνικοοικονομικών Στοιχείων των Μονάδων.	§ 3.3.3.5.2
15	55.3.Η	Αριθμητική σύμπτωση τιμών Προσφορών Έγχυσης ή δηλώσεων Φορτίου που δεν εντάσσονται στο σύνολό τους στο Πρόγραμμα ΗΕΠ.	§ 3.4.10, Ι.2.2.9
16	60.9.Β	Παραστατικό εξόφλησης οφειλών εκκαθάρισης ΗΕΠ.	-
17	64.1	Επικοινωνία μεταξύ του Λειτουργού της Αγοράς, του Διαχειριστή του Συστήματος και των Συμμετεχόντων. Κοινοποιήσεις ή υποβολές εγγράφων.	§ 3.3.2, ΠΑΡΑΡΤΗΜΑΤΑ ΙΙ, ΙΙΙ, ΙV, V
18	66.1	Τρόπος δημοσιοποίησης, τύπος και περιεχόμενο στατιστικών πληροφοριών σχετικά με τη λειτουργία του Συστήματος Συναλλαγών ΗΕΠ.	§§ 3.2.8, 3.6.1, 3.9
19	67.2.Α,Β	Προθεσμίες για την ανταλλαγή πληροφοριών μεταξύ Λειτουργού της Αγοράς και Διαχειριστή του Συστήματος.	§ 1.7 (ΠΙΝ. 1)
20	69.1	Τύπος και περιεχόμενο Δήλωσης Έκτακτης Ανάγκης.	ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ V
21	69.3	Τύπος και περιεχόμενο Δήλωσης Αποκατάστασης Ομαλής Λειτουργίας ΗΕΠ.	ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ V
22	69.4	Καθορισμός εναλλακτικών τρόπων κοινοποίησης Δηλώσεων Έκτακτης Ανάγκης και Αποκατάστασης Ομαλής Λειτουργίας ΗΕΠ στην περίπτωση αδυναμίας χρήσης ηλεκτρονικών μέσων.	§§ 3.8.1, 3.8.2
23	84.2	Λεπτομέρειες αναφορικά με το Μητρώο Μονάδων ΑΠΕ και ΣΗΘ/ΣΗΘΥΑ.	-
24	91.5	Μεταβατικές διατάξεις αναφορικά με την Κάλυψη Χρηματικών Υποχρεώσεων Συμμετεχόντων στο πλαίσιο του Συστήματος ΗΕΠ.	§ 2.4, ΠΙΝ. 2

ΚΑΤΑΛΟΓΟΣ ΑΝΑΦΟΡΩΝ

[1] ΛΑΓΗΕ, «Κώδικας Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΚΣΗΕ) (Έκδοση 2.1),» [Ηλεκτρονικό]. Available: http://www.lagie.gr/rythmistiko-plaisio/kodikes-kanonismoi/.

[2] ΑΔΜΗΕ, «Κώδικας Διαχείρισης του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΚΔΣ) (Έκδοση 2.0),» [Ηλεκτρονικό]. Available: http://www.admie.gr/rythmistiko-plaisio/kodikes-egcheiridia/doccat/list/Document/671/.

[3] ΑΔΜΗΕ, «Εγχειρίδιο Μηχανισμού Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος (ΜΔΕΙ) (Έκδοση 3.0),» [Ηλεκτρονικό]. Available: http://www.admie.gr/rythmistiko-plaisio/kodikes-egcheiridia/doccat/list/Document/649/.

[4] ΑΔΜΗΕ, «Κανονισμοί Πρόσβασης στη Διασύνδεση Ελλάδας - Βουλγαρίας (2013),» [Ηλεκτρονικό]. Available: http://www.admie.gr/leitoyrgia-dedomena/leitoyrgia-agoras-ilektrikis-energeias/prothesmiaki-agora/makroprothesmes-dimoprasies/chrisimes-plirofories/.

[5] ΑΔΜΗΕ, «Κανονισμοί Πρόσβασης στη Διασύνδεση Ελλάδας - Ιταλίας (2013),» [Ηλεκτρονικό]. Available: http://www.admie.gr/leitoyrgia-dedomena/leitoyrgia-agoras-ilektrikis-energeias/prothesmiaki-agora/makroprothesmes-dimoprasies/chrisimes-plirofories/.

[6] ΑΔΜΗΕ, «Κανονισμοί Πρόσβασης στις Διασυνδέσεις Ελλάδας - Αλβανίας και Ελλάδας - FYROM (2013),» [Ηλεκτρονικό]. Available: http://www.admie.gr/leitoyrgia-dedomena/leitoyrgia-agoras-ilektrikis-energeias/prothesmiaki-agora/makroprothesmes-dimoprasies/chrisimes-plirofories/.

[7] ΑΔΜΗΕ, «Κανονισμοί Πρόσβασης στη Διασύνδεση Ελλάδας - Τουρκίας (2013),» [Ηλεκτρονικό]. Available: http://www.admie.gr/leitoyrgia-dedomena/leitoyrgia-agoras-ilektrikis-energeias/prothesmiaki-agora/makroprothesmes-dimoprasies/chrisimes-plirofories/.

[8] ΑΔΜΗΕ, «Εγχειρίδιο Λειτουργίας της Αγοράς (Έκδοση 3.0),» [Ηλεκτρονικό]. Available: http://www.admie.gr/rythmistiko-plaisio/kodikes-egcheiridia/doccat/list/Document/649/.

[9] ΑΔΜΗΕ, «Εγχειρίδιο Εκκαθάρισης της Αγοράς (Έκδοση 3.0),» [Ηλεκτρονικό]. Available: http://www.admie.gr/rythmistiko-plaisio/kodikes-egcheiridia/doccat/list/Document/649/.

[10] «Νόμος 4001 (ΦΕΚ Α' 179 / 22.8.2011),» [Ηλεκτρονικό]. Available: http://www.et.gr/index.php?option=com_wrapper&view=wrapper&Itemid=104&lang=el.

[11] «Νόμος 2773 (ΦΕΚ. Α' 286 / 22.12.2012),» [Ηλεκτρονικό]. Available: http://www.et.gr/index.php?option=com_wrapper&view=wrapper&Itemid=104&lang=el.

[12] «Νόμος 3468 (ΦΕΚ Α' 129 / 27.6.2006),» [Ηλεκτρονικό]. Available: http://www.et.gr/index.php?option=com_wrapper&view=wrapper&Itemid=104&lang=el.

[13] ΑΔΜΗΕ, «Εγχειρίδιο Κατανομής (Έκδοση 3.0),» [Ηλεκτρονικό]. Available: http://www.admie.gr/rythmistiko-plaisio/kodikes-egcheiridia/doccat/list/Document/649/.

[14] «Υπουργική Απόφαση Δ5-ΗΛ/Γ/Φ1/749 (ΦΕΚ Β' 889 / 22.3.2012),» [Ηλεκτρονικό]. Available: http://www.et.gr/index.php?option=com_wrapper&view=wrapper&Itemid=104&lang=el.

[15] «Υπουργική Απόφαση Δ5-ΗΛ/Γ/Φ1/οικ.23278 (ΦΕΚ Β' 3108 / 23.11.2012),» [Ηλεκτρονικό]. Available: http://www.et.gr/index.php?option=com_wrapper&view=wrapper&Itemid=104&lang=el.

[16] «Υπουργική Απόφαση Δ5-ΗΛ/Γ/Φ1/οικ.15641 (ΦΕΚ Β' 1420 / 15.7.2009),» [Ηλεκτρονικό]. Available:

http://www.et.gr/index.php?option=com_wrapper&view=wrapper&Itemid=104&lang=el.

[17] ΑΔΜΗΕ, «Εγχειρίδιο Γενικών Διατάξεων (Έκδοση 6.0),» [Ηλεκτρονικό]. Available: http://www.admie.gr/rythmistiko-plaisio/kodikes-egcheiridia/doccat/list/Document/649/.

[18] ΑΔΜΗΕ, «Εγχειρίδιο Λεξιλογίου (Έκδοση 5.0),» [Ηλεκτρονικό]. Available: http://www.admie.gr/rythmistiko-plaisio/kodikes-egcheiridia/doccat/list/Document/649/.

ΕΥΡΕΤΗΡΙΟ ΣΧΗΜΑΤΩΝ

ΕΥΡΕΤΗΡΙΟ ΠΙΝΑΚΩΝ

ΕΥΡΕΤΗΡΙΟ ΒΑΣΙΚΩΝ ΟΡΩΝ

ΟΡΟΣ	*ΚΥΡΙΟΤΕΡΕΣ ΑΝΑΦΟΡΕΣ (§)*
Εκκαθάριση ΗΕΠ (ή DAS Settlement)	1.6.7.1, ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4
Εκκίνηση Θερμικής Μονάδας *(γενικά, Ειδικό Κόστος)*	5.4, Ι.3.2.2
Έλεγχος Εγκυρότητας *(προσφορών, δηλώσεων)*	3.3.3
Επικουρικές Υπηρεσίες *(γενικά, καθορισμός αναγκών)*	3.2.7
Εφεδρείες *(προσφορές, απαιτήσεις)*	3.3.2.4, 3.2.7
Ημέρα Αναφοράς	2.4.1, 4.1.3
Ημέρα Κατανομής	3.1.1, ΠΙΝ. 1
Ημερήσιος Ενεργειακός Προγραμματισμός (ή ΗΕΠ)	1.4.3, ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3
Ικανότητα Επανεκκίνησης από Γενική Διακοπή	3.2.7.1, 3.3.3.5.2
Ισοζύγιο Ενέργειας	1.4.4, 3.4.9.1, Ι.3.2.2.17
Κατανεμόμενες Μονάδες ΣΗΘΥΑ	2.2.5, 3.2.6, 4.1.5.4
Καταχωρημένα Χαρακτηριστικά Μονάδας	3.3.2.7, 3.3.3.5.1, 5.1.7.1
Κατώτερη Θερμογόνος Δύναμη Καυσίμου (ή Lower Heating Value - LHV)	3.3.3.5.2, 5.1.2.2
Κόστος Αποσυγχρονισμού (ή Συγχρονισμού, ή Shut down Cost, ή Start up Cost)	5.4.2, Ι.3.2.2.7, Ι.3.2.2.8
Κόστος Μηδενικού Φορτίου (ή No Load Cost)	5.1.5.1
Λογαριασμός Διοικητικών Δαπανών του Λειτουργού της Αγοράς (Λ-Δ)	4.2.1, 4.2.4, VII.2.2
Λογαριασμός Εκκαθάρισης ΗΕΠ (Λ-Α)	4.1.6
Λογαριασμός Χρηματοοικονομικής Κάλυψης ΗΕΠ (Λ-Β)	4.2.1, VII.2.1
Μη διαθεσιμότητα Μονάδων Παραγωγής *(Ολική, Μερική)*	3.3.2.5
Μείζων Βλάβη *(Δήλωση)*	3.3.2.5.4
Μέσο Ειδικό Κόστος Εκπομπών CO_2	3.3.3.5.2, 5.1.3, ΠΙΝ. 14
Μέσο Ειδικό Κόστος Πρόσθετων Δαπανών Συντήρησης λόγω Λειτουργίας	3.3.3.5.2, 5.1.3, ΠΙΝ. 14
Μέσο Ειδικό κόστος Πρώτων Υλών εκτός Καυσίμου	3.3.3.5.2, 5.1.3
Μεταβατική Περίοδος	2.4.1, 2.4.5, 4.1.2, 4.1.7
Μεταβλητό Κόστος Λειτουργίας Μονάδας *(Μέσο, Ελάχιστο)*	5.1, 5.2, 5.3
Μητρώο Μονάδων *(γενικά, εγγραφή)*	2.2.8

ΟΡΟΣ	*ΚΥΡΙΟΤΕΡΕΣ ΑΝΑΦΟΡΕΣ (§)*
Μητρώο Συμμετεχόντων *(γενικά, εγγραφή)*	2.1, 2.2
Μηχανισμός Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος	1.4.1, 2.1
Νόμιμη Εκπροσώπηση Συμμετέχοντα	2.2, 2.3, VIII.6
Όρια Ικανότητας Παραγωγής (μονάδας)	3.4.9.4
Οριακές Τιμές Παραγωγής (ή ΟΤΠ)	1.4.3, 3.4.12, 3.5.2, 4.1.6, Ι.2.2.10, Ι.4.2
Οριακή Τιμή Συστήματος (ή ΟΤΣ)	1.4.3, 1.6.7.1, 3.4.12, 3.5.2, 4.1.6, Ι.2.2.10, Ι.4.2
Οριακή Τιμή Αποκλίσεων (ή ΟΤΑ)	1.4, 1.4.4, 1.6.6.2
Παραγωγός	1.6.1, 2.2.1
Πελάτης *(Επιλέγων, Αυτοπρομηθευόμενος)*	1.6.3, 1.6.5, 2.2.4
Περίοδος Κατανομής	3.4.1
Περιορισμοί Προβλήματος ΗΕΠ *(περιγραφή, παραβίαση)*	ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3, ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Ι
Ποσοστιαία Σύνθεση Καυσίμων	5.1.2.3, 3.3.3.5.2
Πρόβλεψη Παραγωγής ΑΠΕ	3.2.5, 3.3.1.2
Πρόβλεψη Φορτίου	3.2.4, 3.3.1.1, Ι.2.2.3
Πρόθεση Διακοπής Κανονικής Λειτουργίας	3.3.2.5.5
Προμηθευτής	1.6.2, 2.2.2
Προσφορά Έγχυσης *(Μη Τιμολογούμενη, Τιμολογημένη, υποβαλλόμενη από τον Λειτουργό, υποβολή, τροποποίηση, εγκυρότητα)*	3.3.2.1, 3.3.3.2, 5.3, 1.IV.1
Πρωτεύουσα Ρύθμιση *(Μονάδας, Εφεδρεία)*	3.3.2.4.2, 3.5.1, Ι.2.2.4, Ι.2.2.6
Ρυθμός Μεταβολής Παραγωγής	Ι.2.2.4, Ι.3.2.2.20
Σβέση Θερμικής Μονάδας	3.4.5, Ι.2.2.4, Ι.3.2.2.2, Ι.3.2.2.8
Στατή Εφεδρεία	3.2.7.1
Σύμβαση Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας	2.1, 2.2
Συμβεβλημένη Μονάδα *(Επικουρικών Υπηρεσιών, Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος)*	4.1.5.6
Συντελεστές Απωλειών *(Έγχυσης ή GLF , Φορτίου ή LLF)*	3.2.2, Ι.2.2.5
Συντελεστές Προσδιορισμού Κάλυψης	2.3
Τεχνικά Ελάχιστη Παραγωγή Μονάδας (ή Technical Minimum)	3.3.3.5.2, 3.3.2.7.2, 3.4.9.4
Τεχνοοικονομικά Στοιχεία Μονάδας Παραγωγής *(Δήλωση, περιεχόμενο)*	3.1.3, 3.3.2.6, 3.3.3.5, 1.IV.1
Τριτεύουσα Μη Στρεφόμενη Εφεδρεία *(γενικά,*	Ι.2.2.1, Ι.2.2.4, Ι.3.2.2.4, Ι.3.2.2.10

ΟΡΟΣ	***ΚΥΡΙΟΤΕΡΕΣ ΑΝΑΦΟΡΕΣ (§)***
Κόστος Καυσίμου Διατήρησης Ετοιμότητας, Κόστος Λειτουργίας και Συντήρησης εκτός Καυσίμου)	
Υδάτινοι Πόροι *(διαχείριση, Δηλώσεις)*	3.1.3, 3.3.2.2, 5.2, 5.3.2
Υποχρεωτικά Νερά (ή Mandatoty Hydro Injections)	3.1.3, 3.3.2.2, I.2.2.1
Υποχρεωτική Κοινοπραξία (ή mandatory pool)	1.4.3
Φορέας Εκκαθάρισης ΗΕΠ	2.3
Φορέας Χρηματοοικονομικής Κάλυψης ΗΕΠ	2.3
Φυσικά Δικαιώματα Μεταφοράς (ή ΦΔΜ)	1.4.2, 3.1.3, 3.2.1, 3.3.3.1, 3.3.3.2
Χρεώσεις Μη Συμμόρφωσης	3.3.2.3.2, 3.3.2.1.4, 3.3.2.3.5

ΑΚΡΩΝΥΜΙΑ

ΑΚΡΩΝΥΜΙΟ	*ΠΛΗΡΕΣ ΟΝΟΜΑ*
AGC	Automatic Generation Control (Αυτόματη Ρύθμιση Παραγωγής)
AR	Interconnection Access Rules (ή 'Auction Rules')
ATC	Available Transmission Capacity (Διαθέσιμη Ικανότητα Μεταφοράς)
CAS	Control Area Schedules
CASC	Capacity Allocating Service Company
CBSb	Control Block Schedules-bilateral
CBSm	Control Block Schedules – multilateral
CHP	Cogeneration of Heat and Power (και ΣΗΘΥΑ)
ED	Economic Dispatch (Οικονομική Κατανομή Φορτίου)
EMS	Energy Management System
ESS	ETSO Scheduling System
ETMEAP	Ειδικό Τέλος για τη Μείωση Εκπομπών Αερίων Ρύπων
EWOS	Electronic Web Offer Submission (Ηλεκτρονικό Σύστημα Υποβολής Προσφορών του Διαχειριστή του Συστήματος για τις Δημοπρασίες)
ExPIP	Ex-Post Imbalance Pricing
FLOL	FLag On-Line (σημαία λειτουργίας μονάδας)
GLF	Generation Loss Factor
GP	Goal Programming (Προγραμματισμός Στόχου)
LLF	Load Loss Factor
LP	Linear Programming (Γραμμικός Προγραμματισμός)
MAVC	Minimum Average Variable Cost (Ελάχιστο Μεταβλητό Κόστος)
MCMODE	Market Mode (η μονάδα πρέπει να μεταβάλλει την παραγωγή ενεργού ισχύος ακολουθώντας Εντολές Κατανομής που εκδίδονται από το λογισμικό ΚΠΧ)
MIP	Mixed-Integer Programming (Μεικτός Ακέραιος Προγραμματισμός)
NCAP	Net CAPacity (Καθαρή Ισχύς Μονάδας)

ΑΚΡΩΝΥΜΙΟ	***ΠΛΗΡΕΣ ΟΝΟΜΑ***
NTC	Net Transfer Capacity (Καθαρή Ικανότητα Μεταφοράς)
PLC	Programmable Logic Controller (Προγραμματιζόμενος Λογικός Ελεγκτής)
PMP	Production Marginal Price
RES	Renewable Energy Sources
SCC	South Co-ordination Center (Νότιο Συντονιστικό Κέντρο)
SMP	System Marginal Price
TLF	Transmission Loss Factor (Συντελεστής Απωλειών Μεταφοράς ή Συντελεστής Απωλειών Παραγωγής - GLF)
TPS	Trader Party Schedule
TRM	Transmission Reliability Margin (Περιθώριο Αξιοπιστίας Μεταφοράς)
TTC	Total Transmission Capacity (Συνολική Ικανότητα Μεταφοράς)
UC	Unit Commitment (πρόβλημα ένταξης μονάδων)
UT	Universal Time
XSD	XML Schema Definition
ΑΔΙ	Αποδεικτικά Διαθεσιμότητας Ισχύος
ΑΠΕ	Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (και RES)
ΑΡΠ	Αυτόματη Ρύθμιση Παραγωγής (και AGC)
ΑΔΜΗΕ	Ανεξάρτητος Διαχειριστής Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας
ΔΕΔΔΗΕ	Διαχειριστής Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας
ΕΠΚ	Ενδοημερήσιο Πρόγραμμα Κατανομής
ΗΕ	Ηλεκτρική Ενέργεια
ΗΕΠ	Ημερήσιος Ενεργειακός Προγραμματισμός
ΚΔΣ	Κώδικας Διαχείρισης του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας
ΚΜΣ	Κατανεμόμενη Μονάδα ΣΗΘΥΑ
ΚΠΧ	Κατανομή Πραγματικού Χρόνου
ΚΣΗΕ	Κώδικας Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας
ΟΤΑ	Οριακή Τιμή Αποκλίσεων
ΟΤΠ	Οριακή Τιμή Παραγωγής (και PMP)
ΟΤΣ	Οριακή Τιμή Συστήματος (και SMP)
ΠΚ	Πρόγραμμα Κατανομής
ΡΑΕ	Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας
ΣΔΙ	Συμβάσεις Διαθεσιμότητας Ισχύος
ΣΔΜΙ	Συντελεστής Κατανομής Μεταφερόμενης Ισχύος

ΑΚΡΩΝΥΜΙΟ	***ΠΛΗΡΕΣ ΟΝΟΜΑ***
ΣΕΠ	Σφάλμα Ελέγχου Περιοχής
ΣΗΘΥΑ	Συμπαραγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Αποδοτικότητας (και CHP)
ΦΔΜ	Φυσικά Δικαιώματα Μεταφοράς

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1 - ΕΙΣΑΓΩΓΙΚΕΣ ΕΝΝΟΙΕΣ & ΔΟΜΗ ΤΟΥ ΕΓΧΕΙΡΙΔΙΟΥ

1.1 Σκοπός του Εγχειριδίου

Το Εγχειρίδιο αυτό εκπονήθηκε από τον Λειτουργό της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΛΑΓΗΕ), τέθηκε σε δημόσια διαβούλευση ώστε να διατυπωθούν και να εξετασθούν οι απόψεις των ενδιαφερόμενων μερών, και εγκρίθηκε από την Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ). Θα αναθεωρείται περιοδικά ώστε να αντανακλά νεώτερα ή αναθεωρημένα στοιχεία που αναδύονται κατά την εξέλιξη της αγοράς, και ιδιαίτερα όταν τροποποιείται σημαντικά ο Κώδικας Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας (στο εξής ΚΣΗΕ ή Κώδικας) [1]. Σκοπός του είναι η διευκρίνιση εννοιών και η περιγραφή των λεπτομερειών εφαρμογής των διατάξεων του ΚΣΗΕ, και ιδιαίτερα των σχετικών με τον Ημερήσιο Ενεργειακό Προγραμματισμό, τη μεθοδολογία υπολογισμού της Οριακής Τιμής Συστήματος, και τη διαδικασία Εκκαθάρισης ΗΕΠ.

1.2 Δομή του Εγχειριδίου

Η δομή του Εγχειριδίου είναι η ακόλουθη:

- Στο Κεφάλαιο 1 δίδεται μία γενική περιγραφή της Ελληνικής Αγοράς ΗΕ. Στην §1.7 αναφέρονται οι βασικές δραστηριότητες στα πλαίσια της λειτουργίας της αγοράς και παρατίθεται το χρονοδιάγραμμα εκτέλεσης των αντίστοιχων διαδικασιών.
- Στο Κεφάλαιο 2 περιγράφεται η διαδικασία εγγραφής στο Μητρώο Συμμετεχόντων και οι προϋποθέσεις σύναψης συμβάσεων.
- Στο Κεφάλαιο 3 αναλύονται οι διαδικασίες που σχετίζονται με τον Ημερήσιο Ενεργειακό Προγραμματισμό (ΗΕΠ) και περιγράφεται η μεθοδολογία υπολογισμού της Οριακής Τιμής Συστήματος (ΟΤΣ).
- Στο Κεφάλαιο 4 αναλύονται η διαδικασία της Εκκαθάρισης ΗΕΠ και οι διακριτοί λογιστικοί λογαριασμοί που τηρεί ο Λειτουργός της Αγοράς.
- Στο Κεφάλαιο 5 αναλύονται λεπτομερώς οι μεθοδολογίες υπολογισμού του κόστους λειτουργίας των μονάδων, θερμικών και υδροηλεκτρικών.
- Στο Παράρτημα I παρουσιάζεται η μαθηματική διατύπωση του προβλήματος ΗΕΠ και η μεθοδολογία υπολογισμού της Οριακής Τιμής Συστήματος.
- Στο Παράρτημα II δίνονται τα απαραίτητα στοιχεία (τηλέφωνα, διευθύνσεις, ιστοσελίδες, τυποποιημένο έντυπο υποβολής αιτήματος) για την επικοινωνία των Συμμετεχόντων με το Λειτουργό της Αγοράς στα πλαίσια των διαδικασιών που περιγράφονται στο Εγχειρίδιο αυτό.
- Στο Παράρτημα III παρουσιάζονται τα αρχεία που ανταλλάσσονται μεταξύ του Λειτουργού της Αγοράς και των Συμμετεχόντων στα πλαίσια του ΗΕΠ.

- Στο Παράρτημα IV παρουσιάζονται τα πρότυπα των αρχείων αυτών που υποβάλλουν οι Συμμετέχοντες στο Πληροφοριακό Σύστημα του Λειτουργού της Αγοράς (MMS).
- Στο Παράρτημα V παρουσιάζονται τα πρότυπα που σχετίζονται με τη Δήλωση Έκτακτης Ανάγκης και τη Δήλωση Αποκατάστασης Ομαλής Λειτουργίας από το Λειτουργό της Αγοράς.
- Στο Παράρτημα VI εκτίθενται παραδείγματα αναφορών της εκκαθάρισης όπως αυτά παράγονται για τους συμμετέχοντες από το Πληροφοριακό Σύστημα MMS.
- Στο Παράρτημα VII γίνεται αναλυτική, μαθηματική περιγραφή των χρεοπιστώσεων που αφορούν την εκκαθάριση του ΗΕΠ και τους υπόλοιπους διακριτούς λογαριασμούς Λ-Β ως Λ-Ε που τηρεί ο Λειτουργός της Αγοράς.
- Στο Παράρτημα VIII αυτό παρουσιάζεται ο τύπος και το περιεχόμενο των εντύπων που υποβάλλονται στον Λειτουργό της Αγοράς για την εγγραφή στο Μητρώο Συμμετεχόντων.
- Στο Παράρτημα IX δίνονται οι ορισμοί των σχημάτων που χρησιμοποιούνται στα Διαγράμματα Ροής για την περιγραφή των διαδικασιών της Εκκαθάρισης ΗΕΠ.

1.3 Κοινό

Το Εγχειρίδιο αυτό απευθύνεται:

α. Σε υποψήφιους Συμμετέχοντες και σε άλλους ενδιαφερόμενους για την Ελληνική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, που θέλουν να κατανοήσουν τις διαδικασίες και τον τρόπο λειτουργίας της.

β. Στους εγγεγραμμένους Συμμετέχοντες στην ελληνική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, οι οποίοι έχουν εμπειρία με τις διαδικασίες της αγοράς, αλλά επιθυμούν να κατανοήσουν καλύτερα τις λεπτομέρειες εφαρμογής του ΚΣΗΕ. Οι αναγνώστες αυτοί είναι καλύτερο να διαβάσουν τα Κεφάλαια 3, 4, 5 και τα Παραρτήματα I και VII.

γ. Στους εγγεγραμμένους Συμμετέχοντες στην ελληνική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, οι οποίοι δεν έχουν μεγάλη εμπειρία με τις διαδικασίες της αγοράς, και επιθυμούν να δραστηριοποιηθούν περισσότερο. Οι αναγνώστες αυτοί είναι καλύτερο να διαβάσουν τα Κεφάλαια 3, 4, 5, και τα Παραρτήματα III και VII.

δ. Στους αναλυτές των αγορών ηλεκτρικής ενέργειας, που θέλουν να κατανοήσουν το μηχανισμό επίλυσης της αγοράς. Οι αναγνώστες αυτοί είναι καλύτερο να διαβάσουν τα Κεφάλαια 1, 3 και το Παράρτημα I.

1.4 Δομή της Ελληνικής Αγοράς Ηλεκτρισμού

Προκειμένου να επιτευχθούν οι στόχοι της ασφάλειας εφοδιασμού και της οικονομικής βελτιστοποίησης της αγοράς ηλεκτρισμού στην Ελληνική Επικράτεια, απαιτείται ο αποτελεσματικός συνδυασμός μακροχρονίων αποφάσεων για την εγκατάσταση και τη διαθεσιμότητα ισχύος αλλά και βραχυχρόνιων αποφάσεων για την ορθή κατανομή των πόρων στον Ημερήσιο Ενεργειακό Προγραμματισμό (ΗΕΠ).

Στο πλαίσιο αυτό, η Ελληνική Αγορά Ηλεκτρισμού δομείται από τρεις επιμέρους αγορές που είναι διακριτές όσον αφορά τα χρονικά τους πλαίσια αναφοράς:

α. τη *μακροχρόνια αγορά* που περιλαμβάνει τις επιμέρους αγορές διαθεσιμότητας ισχύος (Capacity Market), και εκχώρησης μέσω δημοπρασιών, των μακροχρόνιων Φυσικών Δικαιωμάτων Μεταφοράς (ΦΔΜ) στις Διασυνδέσεις με τις όμορες χώρες.

β. τη *βραχυχρόνια (χονδρεμπορική) αγορά* ενέργειας και επικουρικών υπηρεσιών, που προγραμματίζεται βάσει του Ημερησίου Ενεργειακού Προγραμματισμού (ΗΕΠ) (Energy and Ancillary Services Market).

γ. την *"εκ-των-υστέρων" (Ex-Post) αγορά εξισορρόπησης ενέργειας* ('Balancing Market'), η οποία προς το παρόν περιορίζεται στον σε μεταγενέστερο χρόνο υπολογισμό της οριακής τιμής αποκλίσεων (ΟΤΑ), με βάση πραγματικά δεδομένα πλέον για τις εγχύσεις και τις απομαστεύσεις που έλαβαν χώρα για κάθε παρελθούσα ημέρα κατανομής, και στην Εκκαθάριση των Αποκλίσεων των μετρηθέντων (πραγματικών) ποσοτήτων από τις αρχικά προγραμματισθείσες στον ΗΕΠ, με την ΟΤΑ αυτή.

1.4.1 Αγορά Μακροχρόνιας Διαθεσιμότητας Ισχύος

Ο μηχανισμός της Αγοράς Μακροχρόνιας Διαθεσιμότητας Ισχύος έχει ως στόχο τη μείωση του επιχειρηματικού κινδύνου του παραγωγού, ο οποίος λαμβάνει αμοιβή έναντι μέρους του κόστους κεφαλαίου επένδυσης, αλλά και του προμηθευτή ο οποίος εξασφαλίζει την αποφυγή υπερβολικά υψηλών τιμών στην ημερήσια Αγορά Ενέργειας και Επικουρικών Υπηρεσιών (Χονδρεμπορική Αγορά), ακριβώς διότι μειώνεται ο βραχυχρόνιος κίνδυνος του παραγωγού.

Η Αγορά Μακροχρόνιας Διαθεσιμότητας Ισχύος δημιουργήθηκε για να εξασφαλίζει την επάρκεια και την ποιότητα της ηλεκτρικής ενέργειας σε μακροχρόνια βάση αμείβοντας την αξιοπιστία κάθε Μονάδας και υλοποιείται με την έκδοση από κάθε Παραγωγό Αποδεικτικών Διαθεσιμότητας Ισχύος (ΑΔΙ) που αντιστοιχούν στην πραγματική διαθεσιμότητα κάθε Μονάδας του, όπως αυτή προσδιορίζεται από το Διαχειριστή του Συστήματος. Για παράδειγμα, μία Μονάδα με εγκατεστημένη ισχύ 300 MW θα μπορούσε, μετά τον προσδιορισμό της διαθέσιμότητάς της από τον Διαχειριστή του Συστήματος, να εκδώσει ΑΔΙ για 250 MW.

Κάθε Προμηθευτής συνάπτει με τους Παραγωγούς Συμβάσεις Διαθεσιμότητας Ισχύος (ΣΔΙ), με οικονομικούς όρους που συμφωνούνται μεταξύ τους, προκειμένου να καλύψει την Υποχρέωση Επάρκειας Ισχύος που του αναλογεί. Ως σήμερα, και για τη διευκόλυνση των συμμετεχόντων στην αγορά, λειτουργεί παράλληλα και ένας εναλλακτικός μηχανισμός, ο Μεταβατικός Μηχανισμός Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος. Σύμφωνα με αυτόν, οι κάτοχοι Άδειας Παραγωγής και οι Εκπρόσωποι Φορτίου μπορούν να επιλέξουν να μην συνάψουν απευθείας μεταξύ τους ΣΔΙ, αλλά να απευθυνθούν στον Διαχειριστή του Συστήματος, οπότε οι μεν Εκπρόσωποι υποχρεούνται στην καταβολή ενός τιμήματος ανάλογου της Υποχρέωσης Επάρκειας Ισχύος τους, οι δε Παραγωγοί εισπράτουν χρηματικά ποσά ανάλογα με τη διαθέσιμη ισχύ των ΑΔΙ που έχουν καταθέσει στο σχετικό Μητρώο ΑΔΙ του Διαχειριστή.

Αναλυτικές πληροφορίες σχετικά με τη μακροχρόνια αγορά διαθεσιμότητας ισχύος βρίσκονται στον Κώδικα Διαχείρισης του Συστήματος (ΚΔΣ) [2] και στο Εγχειρίδιο του Μηχανισμού Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος (ΜΔΕΙ) [3].

1.4.2 Αγορά Μακροχρόνιων ΦΔΜ στις Διασυνδέσεις

Η αγορά αυτή υλοποιείται μέσω δημοπρασιών για την εκχώρηση ετήσιων και μηνιαίων δικαιωμάτων που οργανώνεται και διεξάγεται σε τακτά διαστήματα από τους διαχειριστές των συστημάτων της Ελλάδας και των όμορων χωρών. Οι εγγεγραμμένοι Συμμετέχοντες υποβάλλουν κλειστές, ηλεκτρονικές προσφορές μέσω ειδικής διαδικτυακής εφαρμογής, με κανόνες που συμφωνούνται κάθε χρόνο από τους διαχειριστές των δύο πλευρών κάθε διασύνδεσης, και δημοσιεύονται εκ των προτέρων στις ιστοσελίδες τους. Τα κείμενα αυτά, γνωστά ως 'Κανονισμοί Πρόσβασης στις Διασυνδέσεις', 'Interconnection Access Rules' ή και 'Auction Rules', είναι προς το παρόν διαθέσιμα μόνο στην Αγγλική γλώσσα [4], [5], [6], [7]. Περισ-

σότερες πληροφορίες μπορούν οι ενδιαφερόμενοι να βρουν και στο Εγχειρίδιο Λειτουργίας της Αγοράς [8] του Διαχειριστή του Συστήματος.

1.4.3 Ημερήσιος Ενεργειακός Προγραμματισμός (Χονδρεμπορική Αγορά)

Ο Ημερήσιος Ενεργειακός Προγραμματισμός (ΗΕΠ) συνιστά τη χονδρεμπορική αγορά και έχει ως στόχο το βέλτιστο προγραμματισμό της λειτουργίας των θερμικών και υδροηλεκτρικών μονάδων παραγωγής του Συστήματος, των μονάδων ΑΠΕ και της διαθέσιμης ενέργειας από εισαγωγές, προκειμένου να καλύπτεται, σε ημερήσια βάση, η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας από καταναλωτές, η ζήτηση για εξαγωγές ενέργειας από τη χώρα και οι απαραίτητες Επικουρικές Υπηρεσίες. Κάθε μονάδα παραγωγής υποχρεούται να προσφέρει το σύνολο της διαθεσιμότητάς της, τόσο σε ενέργεια όσο και σε επικουρικές υπηρεσίες στην χονδρεμπορική αγορά (ΗΕΠ). Πρόκειται συνεπώς για ένα μοντέλο αγοράς «Υποχρεωτικής Κοινοπραξίας» (Mandatory Pool).

Υποχρεωτική Κοινοπραξία: *Το μοντέλο της ελληνικής αγοράς στο οποίο συναλλάσσεται το σύνολο της ηλεκτρικής ενέργειας και των συμπληρωματικών προϊόντων αυτής που θα παραχθούν, θα καταναλωθούν και θα διακινηθούν την επόμενη ημέρα στην αγορά. Όλοι οι συμμετέχοντες στην Ελληνική αγορά υποχρεούνται να συμμετέχουν στην Υποχρεωτική Κοινοπραξία. Δεν επιτρέπονται φυσικές διμερείς συναλλαγές (physical bilateral transactions) μεταξύ των συμμετεχόντων της αγοράς.*

Στα πλαίσια του μοντέλου Υποχρεωτικής Κοινοπραξίας, η διαμετακόμιση (transit) ηλεκτρικής ενέργειας από μία περιοχή εκτός Ελλάδος σε μία άλλη, μέσω της Ελληνικής επικράτειας, μπορεί να υλοποιηθεί μόνο μέσω εισαγωγής (πώλησης) της εν λόγω ενέργειας στην Υποχρεωτική Κοινοπραξία και εξαγωγής (αγοράς) της από αυτή.

Στον ΗΕΠ ενσωματώνονται οι εξής επιμέρους αγορές-μηχανισμοί, οι οποίες βελτιστοποιούνται ταυτόχρονα ώστε να μεγιστοποιείται το κοινωνικό όφελος:

Α) *Αγορά Ενέργειας*: Καλύπτονται οι ποσοτικές ανάγκες των καταναλωτών ηλεκτρικής ενέργειας κατά τις ώρες που αυτή είναι απαραίτητη.

- Προσφέρουν και αμείβονται οι εγχώριοι παραγωγοί (θερμικών σταθμών, υδροηλεκτρικών και ΑΠΕ) και οι εισαγωγείς.
- Αγοράζουν οι εκπρόσωποι του εγχώριου φορτίου (προμηθευτές και επιλέγοντες πελάτες) και οι εξαγωγείς (προμηθευτές και παραγωγοί)

Β) *Αγορά Επικουρικών Υπηρεσιών*: Καλύπτει τις ανάγκες των καταναλωτών ηλεκτρικής ενέργειας για διασφάλιση της ποιότητας και αξιοπιστίας της τροφοδότησής τους.

- Προσφέρουν και αμείβονται οι εγχώριοι παραγωγοί (θερμικών και υδροηλεκτρικών σταθμών).
- Αγοράζουν οι εκπρόσωποι του εγχώριου φορτίου (προμηθευτές και επιλέγοντες πελάτες), και οι εξαγωγείς (προμηθευτές και παραγωγοί).

Γ) *Μηχανισμός αγοράς για την χωροθέτηση της παραγωγής κοντά στα κέντρα κατανάλωσης*: Παρέχει κίνητρα χωροθέτησης των νέων μονάδων κατά το δυνατόν εγγύτερα στην κατανάλωση, στο βαθμό που αυτά είναι πραγματικά αναγκαία. Δεδομένης της υφιστάμενης συγκέντρωσης της παραγωγής στο βορρά, προβλέπεται αυξημένη συμμετοχή στην ετήσια χρέωση χρήσεως συστήματος των παραγωγών του βορρά καθώς και διαφοροποιημένη αμοιβή παραγωγών στο νότο σε περιπτώσεις που παρουσιάζεται συνωστισμός στη μεταφορά ηλεκτρικής ενέργειας από το βορρά στο νότο κατά τη διάρκεια του ημερήσιου προγραμματισμού.

Σημειώνεται ότι οι διαζωνικοί περιορισμοί μεταφοράς δεν ενεργοποιήθηκαν με την έλευση της 5ης ημέρας μεταφοράς αλλά θα ενεργοποιηθούν κατόπιν νέας σχετικής μελέτης από το Διαχειριστή του Συστήματος και ακόλουθης έγκρισης από τη Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας. Όλες οι αναφορές στις επιδράσεις

τους που περιέχονται στο παρόν Εγχειρίδιο (π.χ. Διαφορετικές Οριακές Τιμές Βορρά – Νότου) γίνονται για την πληρότητα του Εγχειριδίου και την πλήρη απεικόνιση των διατάξεων του ΚΣΗΕ.

Η επίλυση του ΗΕΠ προσδιορίζει τον τρόπο λειτουργίας κάθε μονάδας για κάθε ώρα της επόμενης ημέρας, ώστε να μεγιστοποιείται το κοινωνικό όφελος που προκύπτει από την ικανοποίηση του ενεργειακού ισοζυγίου και των αναγκών επικουρικών υπηρεσιών την επόμενη ημέρα λαμβάνοντας υπόψη περιορισμούς του Συστήματος μεταφοράς.

Με την ενσωμάτωση στον ΗΕΠ των απαραίτητων επικουρικών υπηρεσιών και των τεχνικών περιορισμών του Συστήματος, οι οποίοι ενδεχομένως περιορίζουν την ποσότητα ενέργειας που δύναται να διακινείται από το Βορρά προς το Νότο, αποκαλύπτεται η πραγματική συνολική αξία της καταναλισκόμενης ηλεκτρικής ενέργειας, λαμβάνοντας υπόψη τόσο τα ποσοτικά (όγκος και χρόνος κατανάλωσης) όσο και τα ποιοτικά χαρακτηριστικά της (συχνότητα, τάση και απαιτούμενη αξιοπιστία παροχής σε κάθε καταναλωτή).

Η τιμή στην οποία εκκαθαρίζεται η αγορά ενέργειας του ΗΕΠ (Οριακή Τιμή Συστήματος ή ΟΤΣ), αποτελεί την ενιαία τιμή στην οποία οι Προμηθευτές αγοράζουν την ενέργεια που αναμένουν ότι θα απορροφήσουν από το Σύστημα οι Πελάτες τους και αμείβονται αντίστοιχα οι παραγωγοί.

Η διασφάλιση, μέσω των παραπάνω μηχανισμών, της αξιοπιστίας και της διαφάνειας υπολογισμού της τιμής αυτής, είναι απαραίτητο στοιχείο για την ανάπτυξη, σε επόμενη φάση, δευτερογενούς αγοράς πλήθους άλλων συμπληρωματικών προϊόντων (π.χ. παράγωγα, προθεσμιακές συμβάσεις αγοράς και πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας).

Η Οριακή Τιμή του Συστήματος, αφενός μεν συνιστά την τιμή εκκαθάρισης των συναλλαγών σε ημερήσια βάση, αφετέρου δε επιτρέπει την ανάπτυξη καμπυλών αναφοράς. Αυτές αποτελούν σημείο αναφοράς ως προς την χρηματοοικονομική διαχείριση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας και την υποκείμενη αξία για επιπλέον συμπληρωματικά προϊόντα όπως, για παράδειγμα, προϊόντα αντιστάθμισης, προθεσμιακά προϊόντα, παράγωγα και άλλα σύνθετα προϊόντα τα οποία θα εξυπηρετούν ειδικές ανάγκες των συμμετεχόντων.

1.4.4 Αγορά Εξισορρόπησης Ενέργειας

Στο σημερινό μοντέλο λειτουργίας της Ελληνικής αγοράς ΗΕ, η Αγορά Εξισορρόπησης Ενέργειας περιορίζεται στην Εκκαθάριση Αποκλίσεων που διενεργείται από τον Διαχειριστή του Συστήματος (ΑΔΜΗΕ), όπου απόκλιση γενικά θεωρείται οποιαδήποτε διαφορά των προγραμματισθέντων στον ΗΕΠ από τα “εκ των υστέρων” μετρηθέντα. Δεν περιλαμβάνει καινούργιες προσφορές ή με άλλο τρόπο συμμετοχή “παικτών”, παρά μόνο χρεοπιστώσεις που γίνονται από τον διαχειριστή, γιαυτό και δεν αποτελεί σήμερα αγορά με την στενή έννοια του όρου. Αναμένεται όμως να αποκτήσει μεγαλύτερη σημασία στο μέλλον με την προσαρμογή του τωρινού μοντέλου λειτουργίας της αγοράς στο Ευρωπαϊκό “Target Model”. Κατά τη διαδικασία Εκκαθάρισης Αποκλίσεων υπολογίζονται:

α. Η ποσότητα ενέργειας των Αποκλίσεων Παραγωγής-Ζήτησης και των Επιβεβλημένων καθώς και των Μη Επιβεβλημένων Μεταβολών Παραγωγής, ανά Συμμετέχοντα και Περίοδο Κατανομής.

β. Το χρηματικό ποσό χρέωσης ή πίστωσης που αντιστοιχεί σε κάθε Συμμετέχονται λόγω των παραπάνω Αποκλίσεων.

γ. Το χρηματικό ποσό πίστωσης κάθε Συμμετέχοντα για την παροχή των Επικουρικών Υπηρεσιών, τη Διαθεσιμότητα Παροχής Συμπληρωματικής Ενέργειας και στο πλαίσιο των Συμβάσεων Εφεδρείας Εκτάκτων Αναγκών.

δ. Οι χρεοπιστώσεις για το Λογαριασμό Προσαυξήσεων, το Ειδικό Τέλος για τη Μείωση Εκπομπών Αερίων Ρύπων (ΕΤΜΕΑΡ), τις Υπηρεσίες Δημοσίου Συμφέροντος και τη Χρέωση Χρήσης Συστήματος.

Τα παραπάνω χρηματικά ποσά που αφορούν τις αποκλίσεις τιμολογούνται με βάση την ex-post υπολογιζόμενη Οριακή Τιμή Αποκλίσεων (*δες* και §1.6.6.2 παρακάτω). Η όλη διαδικασία περιγράφεται λεπτομερώς στο Τμήμα IV του ΚΔΣ [2] και στο Εχγειρίδιο Εκκαθάρισης της Αγοράς [9] του Διαχειριστή του Συστήματος.

1.5 Νομοθετικό Πλαίσιο

1.5.1 Το Πλαίσιο της ΕΕ

Η αρχική Οδηγία 96/92/ΕΚ σχετικά με τους κοινούς κανόνες για την εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας υιοθετήθηκε από το Συμβούλιο των Υπουργών στις 19 Δεκεμβρίου 1996 και τέθηκε σε ισχύ δύο μήνες αργότερα στις 19 Φεβρουαρίου 1997. Η Οδηγία καθόριζε κοινούς κανόνες για την παραγωγή, την μεταφορά και την διανομή της ηλεκτρικής ενέργειας.

Η Οδηγία 2003/54/ΕΚ για την Ηλεκτρική Ενέργεια είναι η βάση για την ευρωπαϊκή νομοθεσία που καθορίζει την Εσωτερική Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας. Η Οδηγία έπρεπε να εφαρμοστεί από τα Κράτη Μέλη από την 1η Ιουλίου 2004 και περιέχει, εκτός των άλλων Κεφαλαίων, τα εξής:

α. την οργάνωση και λειτουργία του τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας,

β. τον διαχωρισμό της μεταφοράς και της διανομής,

γ. την οργάνωση της πρόσβασης στο σύστημα,

δ. ρυθμιστικές αρχές.

Επιπρόσθετα, η ΕΕ έχει δημοσιεύσει υπομνήματα για την εφαρμογή της Οδηγίας 2003/54/ΕΚ για την Ηλεκτρική Ενέργεια και της Οδηγίας 2003/55/ΕΚ για το Φυσικό Αέριο. Ο Κανονισμός του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου 1228/2003 για το διασυνοριακό εμπόριο ηλεκτρικής ενέργειας θέτει κανόνες για την μεταφορά ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ των Κρατών Μελών. Ο Κανονισμός τέθηκε σε ισχύ την 1η Ιουλίου 2004 και έγινε άμεσα ισχύων Κοινοτικός Νόμος.

Η Οδηγία 2005/89/ΕΚ του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου της 18ης Ιανουαρίου 2006 αφορά σε μέτρα για την διασφάλιση της τροφοδοσίας ηλεκτρικής ενέργειας και των επενδύσεων υποδομής. Η Οδηγία έπρεπε να εφαρμοσθεί από τα Κράτη Μέλη από τις 24 Φεβρουαρίου 2008.

Τα πιο σημαντικά θέματα από το υπόψη ευρωπαϊκό νομοθετικό πλαίσιο για τον Διαχειριστή του Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας είναι τα παρακάτω:

α. Γενικές Αρμοδιότητες του Διαχειριστή του Συστήματος.

β. Εξασφάλιση της μακροχρόνιας ικανότητας για την ικανοποίηση των απαιτήσεων μεταφοράς.

γ. Εξασφάλιση επαρκούς ικανότητας μεταφοράς και αξιοπιστίας συστήματος.

δ. Διαχείριση των ροών ενέργειας στο σύστημα και εξασφάλιση της διαθεσιμότητας όλων των αναγκαίων επικουρικών υπηρεσιών.

ε. Εξασφάλιση της λειτουργίας και της συντονισμένης ανάπτυξης και διαλειτουργικότητας των διασυνδεδεμένων συστημάτων.

στ. Παροχή πληροφοριών στους χρήστες του συστήματος για αποδοτική πρόσβαση και εξασφάλιση αποφυγής διακρίσεων μεταξύ των χρηστών του συστήματος.

ζ. Διαχωρισμός των Λειτουργιών του Συστήματος.

η. Αυτονομία σχετικά με νομικά θέματα, με θέματα λήψης αποφάσεων και με οργανωτικά θέματα, από μία καθέτως οργανωμένη επιχείρηση δημόσιας ωφέλειας και από άλλες δραστηριότητες που δεν σχετίζονται με την μεταφορά.

θ. Δικαιώματα Ανεξάρτητης Διαχείρισης και λήψης αποφάσεων.

ι. Καθορισμός μέτρων για την εξασφάλιση αποκλεισμού συμπεριφορών διακρίσεων.

Η Οδηγία 2009/72/ΕΚ του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου, της 13ης Ιουλίου 2009, σχετικά με τους κοινούς κανόνες για την εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας και για την κατάργηση της Οδηγίας 2003/54/ΕΚ αφορά μέτρα αποτελεσματικού διαχωρισμού της δραστηριότητας μεταφοράς από τις δραστηριότητες της παραγωγής και της προμήθειας.

Η Οδηγία προβλέπει τρείς εναλλακτικές δομές:

α. Πλήρη ιδιοκτησιακό διαχωρισμό

β. Πρότυπο Ανεξάρτητου Διαχειριστή (Independent System Operator - ISO). Η επιλογή του Ανεξάρτητου Διαχειριστή προβλέπει τη δυνατότητα της καθετοποιημένης εταιρίας, να διατηρεί την κυριότητα του Συστήματος Μεταφοράς, χωρίς ωστόσο να ελέγχει τη διαχείριση του. Η νέα εταιρία διαχείρισης (ISO) πρέπει να είναι πιστοποιημένη υπό αυστηρές προϋποθέσεις και να υπόκειται σε διαρκή εποπτεία.

γ. Πρότυπο Ανεξάρτητου Διαχειριστή Μεταφοράς (Independent Transmission Operator-ITO). Η κυριότητα των παγίων του Συστήματος Μεταφοράς, καθώς και η αρμοδιότητα διαχείρισης του Συστήματος Μεταφοράς, μεταφέρεται σε νέα εταιρεία (ITO), η οποία παραμένει τμήμα του εταιρικού σχήματος της μητρικής εταιρείας. Η νέα εταιρεία οφείλει να ικανοποιεί αυστηρά κριτήρια ανεξαρτησίας και αυτονομίας όσον αφορά ιδίως στα πάγια, το προσωπικό και την οικονομική λειτουργία της.

Σε εφαρμογή της και με την ενσωμάτωσή της στην Ελληνική νομοθεσία με τον Ν.4001/2011 [10], επιλέχθηκε για την ελληνική αγορά η τελευταία εναλλακτική με την ίδρυση των ανώνυμων εταιρειών ΑΔΜΗΕ και ΛΑΓΗΕ.

1.5.2 Ελληνική Νομοθεσία

Στον ιστότοπο της ΡΑΕ παρατίθεται κατάλογος των νόμων, υπουργικών αποφάσεων και κειμένων κανονιστικού περιεχομένου που διέπουν την Ελληνική Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας. Τα κυριότερα από τα κείμενα αυτά είναι:

α. Ο Νόμος 2773/1999 [11] ο οποίος μετέφερε την Ευρωπαϊκή Οδηγία 96/92/ΕΚ στην εθνική νομοθεσία. Επίσης, ο νόμος αυτός ήταν η βάση για την δημιουργία της ΡΑΕ (Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας) και του ΔΕΣΜΗΕ (Διαχειριστή Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας) το έτος 2000.

β. Ο Νόμος 3175/2003 ο οποίος, μεταξύ άλλων, τροποποίησε και τον Ν.2773/99 και εισήγαγε όλες τις νέες απόψεις της Ευρωπαϊκής Οδηγίας 54 του 2003. Οι πιο σημαντικές τροποποιήσεις του Νόμου 2773/99 συνοψίζονται ως ακολούθως:

- Καθορισμός μίας υποχρεωτικής ημερήσιας αγοράς ενέργειας σύμφωνα με οικονομικές προσφορές ενέργειας βασισμένες στην αγορά, η οποία διεξάγεται σε ωριαία βάση, αντανακλώντας τουλάχιστον το μεταβλητό λειτουργικό κόστος κάθε μονάδας.

- Εκκαθάριση των Αποκλίσεων.
- Διατάξεις του Μηχανισμού Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος.

γ. Ο Νόμος 3468/2006 με τον οποίο μεταφέρεται στο ελληνικό δίκαιο η Οδηγία 2001/77/ΕΚ και προωθείται η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ και Σ.Η.Θ.Υ.Α. [12].

δ. Ο Νόμος 4001/2011 [10] «Για τη λειτουργία Ενεργειακών Αγορών Ηλεκτρισμού και Φυσικού Αερίου» που δρομολογεί μεγάλες αλλαγές στην διάρθρωση και τον τρόπο λειτουργίας της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας με την σύσταση ανεξάρτητων διαχειριστών για το σύστημα μεταφοράς (ΑΔΜΗΕ) και για το δίκτυο διανομής (ΔΕΔΔΗΕ), καθώς και ανεξάρτητου Λειτουργού της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΛΑΓΗΕ).

ε. Ο «Κώδικας Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας» (ΚΣΗΕ) [1].

στ. Ο «Κώδικας Διαχείρισης του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας» (ΚΔΣ) [2].

Τα κείμενα αυτά είναι σήμερα διαθέσιμα μόνο στην Ελληνική γλώσσα.

Συμπληρωματικά οι ενδιαφερόμενοι μπορούν να συμβουλεύονται και τους ιστοτόπους των διαχειριστών ΑΔΜΗΕ και ΔΕΔΔΗΕ.

1.6 Βασικοί Συμμετέχοντες στην Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας

Στην παρούσα ενότητα παρουσιάζονται οι κύριοι συμμετέχοντες και τα βασικά καθήκοντα τους στην Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας στην Ελλάδα.

1.6.1 Παραγωγοί, Αυτοπαραγωγοί

Οι Παραγωγοί είναι κάτοχοι άδειας παραγωγής για Μονάδες Παραγωγής εγγεγραμμένες στο Μητρώο Μονάδων. Οι Αυτοπαραγωγοί είναι κάτοχοι άδειας παραγωγής οι οποίοι παράγουν ηλεκτρική ενέργεια για δική τους χρήση και εγχέουν την περίσσεια της ενέργειας στο Σύστημα ή στο Δίκτυο.

1.6.2 Προμηθευτές

Οι Προμηθευτές είναι κάτοχοι Άδειας Προμήθειας που αγοράζουν ενέργεια απευθείας μέσω του ΗΕΠ ώστε να ικανοποιήσουν τις απαιτήσεις των πελατών τους.

1.6.3 Εισαγωγείς

Οι Εισαγωγείς είναι κάτοχοι Άδειας Προμήθειας ή Άδειας Εμπορίας, που προμηθεύονται ποσότητες ενέργειας από εξωτερικούς παραγωγούς ή προμηθευτές και εγχέουν τις ποσότητες αυτές στον ΗΕΠ μέσω των διασυνδέσεων. Εισαγωγές μέσω των διασυνδέσεων μπορούν να προγραμματίζουν και οι Αυτοπρομηθευόμενοι Πελάτες για δική τους χρήση.

1.6.4 Εξαγωγείς

Οι Εξαγωγείς είναι κάτοχοι Άδειας Προμήθειας ή Άδειας Παραγωγής ή Άδειας Εμπορίας, που προμηθεύονται ποσότητες ενέργειας από τον ΗΕΠ ώστε να τις εξάγουν σε Διαχειριστές άλλων χωρών μέσω των διασυνδέσεων.

1.6.5 Πελάτες (Επιλέγοντες – Αυτοπρομηθευόμενοι)

Οι Επιλέγοντες Πελάτες είναι οι καταναλωτές ηλεκτρικής ενέργειας οι οποίοι έχουν το δικαίωμα να επιλέγουν τον προμηθευτή τους. Επίσης, έχουν το δικαίωμα να προμηθεύονται ενέργεια μέσω του ΗΕΠ για δική τους αποκλειστική χρήση.

1.6.6 Ο Κύριος και Διαχειριστής του Συστήματος (ΑΔΜΗΕ Α.Ε.)

Η ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από τους σταθμούς παραγωγής της ΔΕΗ ή από Ανεξάρτητους Παραγωγούς Ενέργειας – και, στην περίπτωση των εισαγωγών ηλεκτρικής ενέργειας, από τα σημεία των διασυνδέσεων με τα γειτονικά ηλεκτρικά συστήματα – μεταφέρεται στους μεγάλους βιομηχανικούς καταναλωτές και στο Δίκτυο Διανομής, μέσω του Διασυνδεδεμένου Συστήματος Μεταφοράς.

Κατ' εφαρμογή του Ν.4001/2011 (άρθ.97, §§2-3) [10], η κυριότητα του Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (υψηλής και υπερυψηλής τάσης) μεταβιβάζεται από τη ΔΕΗ ΑΕ στον ΑΔΜΗΕ ΑΕ, με τη διαδικασία της απόσχισης και εισφοράς κλάδου. Ο ΑΔΜΗΕ ΑΕ υποχρεούται να ασκεί τις αρμοδιότητες και να εκτελεί τα καθήκοντα του Κυρίου και Διαχειριστή του Συστήματος και επομένως είναι σήμερα επιφορτισμένος με την καθημερινή φυσική λειτουργία, συντήρηση και ανάπτυξη του Διασυνδεδεμένου Συστήματος Μεταφοράς, κατασκευάζοντας πρόσθετες γραμμές και υποσταθμούς, και επενδύοντας σε έργα που βελτιώνουν και ενισχύουν το υπάρχον Σύστημα Μεταφοράς. Ιδιαίτερα:

1.6.6.1 Κατανομή Πραγματικού Χρόνου

Ο Διαχειριστής του Συστήματος προγραμματίζει την λειτουργία των Κατανεμόμενων Μονάδων, των Συμβεβλημένων Μονάδων σύμφωνα και με τους όρους των σχετικών Συμβάσεων, των Εκτάκτων Εισαγωγών και των Μονάδων Εφεδρείας Εκτάκτων Αναγκών, και εκδίδει Εντολές Κατανομής σε πραγματικό χρόνο για την έγχυση ηλεκτρικής ενέργειας στο Σύστημα και για την παροχή Επικουρικών Υπηρεσιών, ώστε η συνολική απορρόφηση ηλεκτρικής ενέργειας να διενεργείται υπό όρους καλής και αξιόπιστης λειτουργίας του Συστήματος, ευχέρειας αντιμετώπισης απρόβλεπτων συμβάντων, ποιότητας τροφοδότησης του Φορτίου, και ελαχιστοποίησης της συνολικής δαπάνης. Λεπτομερέστερη έκθεση των διαδικασιών αυτών μπορεί ο ενδιαφερόμενος να βρει στο Εγχειρίδιο Κατανομής [13] του Διαχειριστή του Συστήματος.

1.6.6.2 Εκκαθάριση Αποκλίσεων

Ο Διαχειριστής του Συστήματος πρέπει να επιβεβαιώσει και να οριστικοποιήσει τα μετρούμενα μεγέθη. Η εκ των υστέρων υπολογιζόμενη Οριακή Τιμή Αποκλίσεων (στο εξής ΟΤΑ), σύμφωνα με την οποία διευθετούνται οι αποκλίσεις ποσότητων ενέργειας για κάθε ώρα κατανομής, υπολογίζεται εκτελώντας ένα Ex-Post Imbalance Pricing ('ExPIP') πρόγραμμα, που χρησιμοποιεί πραγματικά στοιχεία περιλαμβανομένων της διαθεσιμότητας των μονάδων και του φορτίου του Συστήματος. Η με αυτόν τον τρόπο υπολογιζόμενη εκ των υστέρων ΟΤΑ χρησιμοποιείται στην εκκαθάριση των αποκλίσεων των Συμμετεχόντων στην Αγορά. Επομένως, ο Διαχειριστής του Συστήματος πρέπει να επιβεβαιώσει και να οριστικοποιήσει τα ποσά εκκαθάρισης, να προσδιορίσει τις ποινές και άλλες χρεώσεις και να πραγματοποιήσει τη μηνιαία εκκαθάριση και τις διευθετήσεις των λογαριασμών.

1.6.6.3 Ανάπτυξη και Συντήρηση του Συστήματος Μεταφοράς

Ο Διαχειριστής του Συστήματος λειτουργεί το Σύστημα Μεταφοράς ώστε να διατηρείται η αξιοπιστία του Συστήματος. Επιπλέον, ο Διαχειριστής του Συστήματος είναι υπεύθυνος για την ανάπτυξη του Συστήματος Μεταφοράς και τη σύνδεση νησιών με το Σύστημα της ηπειρωτικής χώρας. Σε αυτό το πλαίσιο επεξεργάζεται και δημοσιοποιεί ετησίως 10ετές σχέδιο για την ανάπτυξη του διασυνδεδεμένου συστήματος μεταφοράς το οποίο εγκρίνεται από τον Υπουργό ΠΕΚΑ μετά από γνώμη της ΡΑΕ.

1.6.6.4 Εκκαθάριση των Χρεώσεων Χρήσης Συστήματος

Σύμφωνα με την §3, άρθ.97 του Ν.4001/2011 [10], ο ΑΔΜΗΕ, ως Κύριος και ταυτόχρονα Διαχειριστής του Συστήματος, προβαίνει ο ίδιος σε εκκαθάριση των χρεώσεων χρήσης του Συστήματος Μεταφοράς με τους χρήστες του Συστήματος.

1.6.6.5 Σύναψη Συμβάσεων

Ο Διαχειριστής του Συστήματος επιτρέπεται να συνάπτει, κατόπιν διαγωνισμού, Συμβάσεις Επικουρικών Υπηρεσιών και συμβάσεις Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος με κατόχους Άδειας Παραγωγής. Με τη Σύμβαση Επικουρικών Υπηρεσιών ο κάτοχος άδειας παραγωγής δεσμεύει μέρος ή το σύνολο της ικανότητας παραγωγής της Μονάδας για την παροχή Επικουρικών Υπηρεσιών.

1.6.7 Ο Λειτουργός της Αγοράς (ΛΑΓΗΕ Α.Ε.)

Σύμφωνα με το Ελληνικό Νομοθετικό και Κανονιστικό πλαίσιο, οι κυριότεροι ρόλοι, αρμοδιότητες και καθήκοντα του ΛΑΓΗΕ είναι:

1.6.7.1 Επίλυση και Εκκαθάριση Η.Ε.Π.

Ο Λειτουργός της Αγοράς καθημερινά επιλύει το πρόβλημα βελτιστοποίησης του ΗΕΠ με βάση τις ωριαίες οικονομικές προσφορές των Συμμετεχόντων και άλλα τεχνοοικονομικά δεδομένα εισόδου, υπολογίζει την Οριακή Τιμή Συστήματος (ΟΤΣ), και εκκαθαρίζει την ημερήσια αυτή αγορά, δηλαδή υπολογίζει, επιβεβαιώνει και οριστικοποιεί τις χρεοπιστώσεις των Συμμετεχόντων.

1.6.7.2 Αγορά ηλεκτρικής ενέργειας παραγόμενης από ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ

Ο Λειτουργός της Αγοράς αγοράζει την ενέργεια που παράγεται από μονάδες Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ), μονάδες Συμπαραγωγής Ηλεκτρισμού-Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης έως 35 MWe, καθώς και το μέρος της εγχεόμενης στο Σύστημα ενέργειας από κατανεμόμενες μονάδες που χαρακτηρίζεται ηλεκτρική ενέργεια από ΣΗΘΥΑ [14]. Ο Λειτουργός αποζημιώνει τους Παραγωγούς αυτούς με εγγυημένες τιμές (feed-in-tariffs) που καθορίζονται από τη Νομοθεσία, και επιπλέον εκδίδει τις σχετικές Εγγυήσεις Προέλευσης.

1.6.8 Ο Διαχειριστής του Δικτύου (ΔΕΔΔΗΕ Α.Ε.)

Ο ΔΕΔΔΗΕ είναι ο διαχειριστής του δικτύου διανομής μέσης και χαμηλής τάσης ολόκληρης της επικράτειας που συστάθηκε με την απόσχιση του κλάδου Διανομής της ΔΕΗ σύμφωνα με το Ν. 4001/2011 και σε συμμόρφωση με την Οδηγία 2009/72/ΕΚ της Ευρωπαϊκής Ένωσης. Έργο της εταιρείας είναι η ανάπτυ-

ξη, η λειτουργία και η συντήρηση, υπό οικονομικούς όρους του Εθνικού Δικτύου Διανομής (ΕΔΔΗΕ), ώστε να διασφαλίζεται η αξιόπιστη, αποδοτική και ασφαλής λειτουργία του, καθώς και η μακροπρόθεσμη ικανότητά του να ανταποκρίνεται σε εύλογες ανάγκες ηλεκτρικής ενέργειας, λαμβάνοντας τη δέουσα μέριμνα για το περιβάλλον και την ενεργειακή αποδοτικότητα, καθώς και για τη διασφάλιση, κατά τον πλέον οικονομικό, διαφανή, άμεσο και αμερόληπτο τρόπο, της πρόσβασης των χρηστών (δηλαδή των Παραγωγών, των Προμηθευτών και των Πελατών) στο ΕΔΔΗΕ, προκειμένου να ασκούν τις δραστηριότητές τους (*δες* και τη σχετική ιστοσελίδα www.deddie.gr).

1.6.9 Η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ)

Η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ) είναι μία ανεξάρτητη διοικητική αρχή για την εποπτεία και την παρακολούθηση της αγοράς ενέργειας, οποία απολαμβάνει, σύμφωνα με τις διατάξεις του ιδρυτικού της νόμου, οικονομική και διοικητική αυτοτέλεια. Η ΡΑΕ ιδρύθηκε σύμφωνα με τις διατάξεις του Νόμου 2773/1999 [11], ο οποίος εκδόθηκε στο πλαίσιο εναρμόνισης της Ελληνικής Νομοθεσίας με τις διατάξεις της Οδηγίας 96/92/ΕΚ για την απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας.

Η οικονομική ανεξαρτησία της ΡΑΕ, η οποία είναι απαραίτητη προϋπόθεση για την διατήρηση της αυτοτέλειας της Αρχής, διασφαλίζεται ουσιαστικά από τις διατάξεις του Νόμου 2837/2000, μέσω του οποίου προβλέπεται ότι η Αρχή κατέχει τους δικούς της πόρους. Η διαχείριση των υπόψη πόρων γίνεται σύμφωνα με το Προεδρικό Διάταγμα 139/2001 «Ρύθμιση για την Εσωτερική Λειτουργία και Διοίκηση της ΡΑΕ», ενώ η οικονομική διαχείριση υπόκειται σε εκ των υστέρων έλεγχο από Ανεξάρτητους Ελεγκτές και από το Ελεγκτικό Συνέδριο.

Στην ΡΑΕ ανατέθηκαν νέες αρμοδιότητες και καθήκοντα σχετικά με τους τομείς της ηλεκτρικής ενέργειας και του φυσικού αερίου με τους Νόμους 3426/2005 για την Ηλεκτρική Ενέργεια και 3428/2005 για το φυσικό αέριο, σε συμμόρφωση με τις σχετικές διατάξεις των Οδηγιών 2003/54 και 2003/55 της Ευρωπαϊκής Ένωσης, και ιδιαίτερα σχετικά με τα τιμολόγια πρόσβασης στα δίκτυα ηλεκτρισμού και φυσικού αερίου, τους όρους και τις προϋποθέσεις για την παροχή των υπηρεσιών εξισορρόπησης στο φυσικό αέριο, καθώς επίσης και για θέματα που σχετίζονται με την ασφάλεια τροφοδοσίας ηλεκτρισμού και φυσικού αερίου. Επιπλέον, με βάση τις τροποποιήσεις που εισάγονται με τους ανωτέρω αναφερόμενους νόμους, αλλά και τον μεταγενέστερο 4001/2011, η ΡΑΕ ενεργεί ως αρχή επίλυσης των διαφορών όσον αφορά καταγγελίες εναντίον Προμηθευτών, και ενεντίον του Διαχειριστή του Συστήματος ή του Δικτύου στους τομείς ηλεκτρισμού και φυσικού αερίου.

Περισσότερες πληροφορίες για την οργάνωση, τη λειτουργία και τις αρμοδιότητες της ΡΑΕ μπορεί κανείς να βρεί στον ιστότοπό της καθώς και στα άρθρα 3 ως 65 του Ν.4001/2011 [10].

1.7 Δραστηριότητες της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας

Οι βασικές δραστηριότητες της αγοράς ΗΕ είναι οι ακόλουθες:

α. Η Ετήσια, οι Μηνιαίες και οι Ημερήσιες Δημοπρασίες Φυσικών Δικαιωμάτων Μεταφοράς (ΦΔΜ), όπως περιγράφονται στους Κανονισμούς Δημοπρασιών στις Διασυνδέσεις με τις όμορες χώρες [4], [6], [5], [7].

β. Δευτερεύουσα Αγορά ΦΔΜ, για τη Μεταβίβαση ή/και Μεταπώληση των εκχωρημένων Ετησίων και Μηνιαίων ΦΔΜ ενός Συμμετέχοντα σε έναν άλλον, όπως περιγράφεται λεπτομερώς στους Κανονισμούς Πρόσβασης στις Διασυνδέσεις [4], [5], [6], [7].

γ. Κατάρτιση Προγράμματος Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού (ΗΕΠ), όπως περιγράφεται στο Κεφάλαιο 3 του παρόντος.

δ. Επιβεβαίωση προγραμμάτων εισαγωγών και εξαγωγών με γειτονικούς Διαχειριστές και έλεγχος των τελικών προγραμμάτων από το Νότιο Συντονιστικό Κέντρο της Ευρώπης (South Coordination Center), όπως περιγράφεται στο Εγχειρίδιο Λειτουργίας της Αγοράς [8] του Διαχειριστή του Συστήματος.

ε. Εκκαθάριση ΗΕΠ, όπως περιγράφεται στο Κεφάλαιο 4.

στ. Κατάρτιση Προγράμματος Κατανομής (ΠΚ και ΕΠΚ) (D–1 & Ενδοημερήσιο), όπως περιγράφεται στο Εγχειρίδιο Κατανομής [13] του Διαχειριστή του Συστήματος.

ζ. Πρόγραμμα Κατανομής Πραγματικού Χρόνου (ΚΠΧ ή RTD), όπως περιγράφεται στο ίδιο ως άνω Εγχειρίδιο.

η. Καταγραφή Διαθεσιμότητας Μονάδων και Εντολών Κατανομής, όπως περιγράφεται στο ίδιο ως άνω Εγχειρίδιο.

θ. Καταγραφή Ποσοτήτων Ενέργειας και Επικουρικών Υπηρεσιών σε πραγματικό χρόνο (*δες* το ίδιο ως άνω Εγχειρίδιο).

ι. Μεθοδολογία υπολογισμού της Οριακής Τιμής Αποκλίσεων (ΟΤΑ), όπως περιγράφεται στο άρθρο 151 του ΚΔΣ [2] και σε μεγαλύτερο βάθος στο Εγχειρίδιο Εκκαθάρισης της Αγοράς του Διαχειριστή [9].

ια. Εκκαθάριση Αποκλίσεων, όπως περιγράφεται στο Κεφάλαιο 35 του ΚΔΣ και στο ως άνω Εγχειρίδιο Εκκαθάρισης της Αγοράς.

ιβ. Εκκαθάριση Επικουρικών Υπηρεσιών, όπως περιγράφεται στο Κεφάλαιο 26 του ΚΔΣ (*δες* ίδιο ως άνω Εγχειρίδιο).

ιγ. Μηνιαίες Εκθέσεις και Δημοσιεύσεις.

ιδ. Στατιστικά Δημοπρασιών.

Στον ΠΙΝ. 1 παρακάτω παρουσιάζεται το αναλυτικό χρονοδιάγραμμα διαδικασιών της αγοράς ΗΕ ώστε οι ενδιαφερόμενοι να έχουν μια πληρέστερη εικόνα του τρόπου λειτουργίας της. Συμπεριλαμβάνονται δραστηριότητες που λαμβάνουν χώρα σε ετήσια βάση (για το ημερολογιακό έτος Υ), σε μηνιαία βάση (για τον ημερολογιακό μήνα Μ), και σε ημερήσια βάση (για την Ημέρα Κατανομής D), με τις σχετικές προθεσμίες. Όλες οι χρονικές αναφορές στο εγχειρίδιο αυτό είναι σε ώρα Ελλάδας.

Το παρουσιαζόμενο χρονοδιάγραμμα μπορεί να επηρεασθεί από αλλαγές του Ελληνικού νομικού και ρυθμιστικού πλαισίου (Νόμοι, Υ.Α., Κώδικες, Κανονισμοί Πρόσβασης στις Διασυνδέσεις, κτλ). *Σε περίπτωση αναντιστοιχίας μεταξύ του παρόντος εγχειριδίου και των προαναφερθέντων στοιχείων, τα τελευταία υπερισχύουν του εγχειριδίου.*

ΠΙΝ. 1: Χρονοδιάγραμμα Διαδικασιών της Αγοράς ΗΕ

Α/Α	Από	Έως	Εμπλεκόμενοι	Δραστηριότητα	Αναφορά
ΕΤΗΣΙΑ					
1		Υ–1 ή Υ–2	ΑΔΜΗΕ	Προσδιορισμός Συντελεστών Απωλειών Εγχύσεων	50 ΚΔΣ, [8]
2		Υ–1 ή Υ–2	ΑΔΜΗΕ	Προσδιορισμός Συντελεστών Απωλειών Φορτίου	50 ΚΔΣ, [8]

Α/Α	Από	Έως	Εμπλεκόμενοι	Δραστηριότητα	Αναφορά
3		–	ΑΔΜΗΕ	Προσδιορισμός Λειτουργικών Ζωνών	53 ΚΔΣ, [8]
4		Y–2M	ΛΑΓΗΕ	Δημοσίευση Συντελεστών Προσδιορισμού Κάλυψης	22 ΚΣΗΕ, ΕΚΣΗΕ
5		Y–1	ΑΔΜΗΕ, ΣΥΜΜΕΤΕΧΟΝΤΕΣ	Διεξαγωγή Ετήσιας Δημοπρασίας ΦΔΜ	4.02 AR
ΜΗΝΙΑΙΑ					
6		M–1	ΑΔΜΗΕ, ΣΥΜΜΕΤΕΧΟΝΤΕΣ	Διεξαγωγή Μηνιαίας Δημοπρασίας ΦΔΜ	4.02 AR
ΕΒΔΟΜΑΔΙΑΙΑ					
7		Th (W-1) 12:00	ΣΥΜΜΕΤΕΧΟΝΤΕΣ	Δήλωση Διαχείρισης Υδάτινων Πόρων	28 ΚΣΗΕ
ΗΜΕΡΗΣΙΑ					
8		D–3 14:00	ΑΔΜΗΕ	Δημοσίευση Καθαρής Ικανότητας Μεταφοράς (NTC) των διασυνδέσεων (εισαγωγές –εξαγωγές)	311 ΚΔΣ
9	D–2 13:00	D–2 14:00	ΣΥΜΜΕΤΕΧΟΝΤΕΣ	Διεξαγωγή Δευτερεύουσας Αγοράς ΦΔΜ – Δημοσίευση Πίνακα Εξουσιοδότησης Χρήσης Χωρητικότητας	6.01 AR
10	D–2 14:00	D–1 07:00	ΣΥΜΜΕΤΕΧΟΝΤΕΣ	Δήλωση Χρήσης Μακροχρονίων ΦΔΜ	7.01 AR
11		D–1 08:45	ΛΑΓΗΕ, ΑΔΜΗΕ	Δημοσίευση Διαθεσιμότητας Μονάδων Παραγωγής	51 ΚΔΣ
12		D–1 08:45	ΑΔΜΗΕ	Δημοσίευση των Δηλώσεων Χρήσης Μακροχρόνιων ΦΔΜ	51 ΚΔΣ
13		D–1 08:45	ΛΑΓΗΕ	Δημοσίευση Πρόβλεψης Φορτίου	51 ΚΣΗΕ
14		D–1 08:45	ΛΑΓΗΕ	Δημοσίευση Πρόβλεψης Παραγωγής Μονάδων ΑΠΕ	51 ΚΣΗΕ
15		D–1 08:45	ΛΑΓΗΕ	Δημοσίευση των απαιτήσεων Εφεδρειών	51 ΚΣΗΕ
16		D–1 08:45	ΛΑΓΗΕ	Δημοσίευση της Πρόβλεψης Διαζωνικών Περιορισμών	51 ΚΣΗΕ
17		D–1 08:45	ΛΑΓΗΕ	Δημοσίευση των Περιορισμών κάθε Διασύνδεσης	51 ΚΣΗΕ
18		D–1 08:45	ΛΑΓΗΕ	Δημοσίευση της Υποχρεωτικής Λειτουργίας Υδροηλεκτρικών Μονάδων	51 ΚΣΗΕ
19		D–1 08:45	ΛΑΓΗΕ	Δημοσίευση της Παραγωγής Μονάδων σε Δοκιμαστική Λειτουργία	51 ΚΣΗΕ
20		D–1 08:45	ΛΑΓΗΕ, ΑΔΜΗΕ	Δημοσίευση της Καθαρής Ικανότητας Μεταφοράς (NTC)	51 ΚΣΗΕ, AR
21		D–1 08:45	ΑΔΜΗΕ	Δημοσίευση της Διαθέσιμης Ικανότητας Μεταφοράς (ATC)	AR, [8]

Α/Α	Από	Έως	Εμπλεκόμενοι	Δραστηριότητα	Αναφορά
22	D–1 08:45	D–1 09:15	ΣΥΜΜΕΤΕΧΟΝΤΕΣ	Υποβολή Κρυπτογραφημένων Οικονομικών Προσφορών στις Δημοπρασίες ΦΔΜ[1]	4.02 AR
23	D–1 09:15	D–1 09:20		Περίοδος Σιγής	4.02 AR
24	D–1 09:20	D–1 09:35	ΣΥΜΜΕΤΕΧΟΝΤΕΣ	Υποβολή Κλειδιών Αποκρυπτογράφησης των Οικονομικών Προσφορών στις Δημοπρασίες ΦΔΜ	4.02 AR
25	D–1 09:35	D–1 10:00	ΑΔΜΗΕ	Διεξαγωγή και Δημοσίευση Αποτελεσμάτων των Ημερησίων Δημοπρασιών	4.02 AR
26	D–1 10:00	D–1 10:15	ΛΑΓΗΕ	Εισαγωγή στο Πληροφοριακό Σύστημα της Αγοράς του συνόλου των ΦΔΜ (Ετήσια, Μηνιαία και Ημερήσια) κάθε Συμμετέχοντα	38 ΚΔΣ
27		D–1 10:00	ΑΔΜΗΕ	Δημοσίευση Προβλεπόμενης Διαθέσιμης Εφεδρείας	189 ΚΔΣ
28		D–1 11:00	ΛΑΓΗΕ, ΑΔΜΗΕ	Δημοσίευση επικαιροποιημένης Διαθεσιμότητας Μονάδων Παραγωγής	51 ΚΣΗΕ
29		D–1 11:00	ΛΑΓΗΕ	Δημοσίευση επικαιροποιημένης Πρόβλεψης Φορτίου	51 ΚΣΗΕ
30		D–1 11:00	ΛΑΓΗΕ	Δημοσίευση επικαιροποιημένης Πρόβλεψης Παραγωγής Μονάδων ΑΠΕ	51 ΚΣΗΕ
31		D–1 11:00	ΛΑΓΗΕ	Δημοσίευση των επικαιροποιημένων απαιτήσεων Εφεδρειών	51 ΚΣΗΕ
32		D–1 11:00	ΛΑΓΗΕ	Δημοσίευση της επικαιροποιημένης Πρόβλεψης Διαζωνικών Περιορισμών	51 ΚΣΗΕ
33		D–1 11:00	ΛΑΓΗΕ	Δημοσίευση των επικαιροποιημένων Περιορισμών κάθε Διασύνδεσης	51 ΚΣΗΕ
34		D–1 11:00	ΛΑΓΗΕ	Δημοσίευση της επικαιροποιημένης Υποχρεωτικής Λειτουργίας Υδροηλεκτρικών Μονάδων	51 ΚΣΗΕ
35		D–1 11:00	ΛΑΓΗΕ	Δημοσίευση της επικαιροποιημένης Παραγωγής Μονάδων σε Δοκιμαστική Λειτουργία	51 ΚΣΗΕ
36	D–4 12:00	D–1 12:30	ΣΥΜΜΕΤΕΧΟΝΤΕΣ	Υποβολή & Τροποποίηση Προσφορών Έγχυσης	Κεφ.6 ΚΣΗΕ
37	D–4 12:00	D–1 12:30	ΣΥΜΜΕΤΕΧΟΝΤΕΣ	Υποβολή & Τροποποίηση Δηλώσεων Φορτίου	Κεφ.5 ΚΣΗΕ
38	D–4 12:00	D–1 12:30	ΣΥΜΜΕΤΕΧΟΝΤΕΣ	Υποβολή & Τροποποίηση Προσφορών Εφεδρειών	Κεφ.7 ΚΣΗΕ
39	D–4 12:00	D–1 12:30	ΣΥΜΜΕΤΕΧΟΝΤΕΣ	Υποβολή & Τροποποίηση Δηλώσεων Μη Διαθεσιμότητας	Κεφ.8 ΚΣΗΕ
40	D–4 12:00	D–1 12:30	ΣΥΜΜΕΤΕΧΟΝΤΕΣ	Υποβολή & Τροποποίηση Τεχνοοικονομικών Στοιχείων	Κεφ.9 ΚΣΗΕ

[1] *Οι λεπτομέρειες των διαδικασιών που εκτελούνται από την εταιρία CASC παρουσιάζονται στον ιστοτόπο της εταιρίας, www.casc.eu*

Α/Α	Από	Έως	Εμπλεκόμενοι	Δραστηριότητα	Αναφορά
41	D–2 13:00	D–1 12:30	ΣΥΜΜΕΤΕΧΟΝΤΕΣ	Υποβολή & Τροποποίηση Δήλωσης Χρήσης ΦΔΜ	ΚΔΣ
42	D–1 12:30	D–1 14:00	ΛΑΓΗΕ	Επίλυση ΗΕΠ	55 ΚΣΗΕ, Κεφ.3 ΕΚΣΗΕ
43	D–1 12:30	D–1 14:00	ΛΑΓΗΕ	Δημοσίευση Αποτελεσμάτων ΗΕΠ	57 ΚΣΗΕ
44	30 λεπτά από επικοινωνία ΑΔΜΗΕ		ΣΥΜΜΕΤΕΧΟΝΤΕΣ	Υποβολή Τροποποιημένων Δηλώσεων Χρήσης ΦΔΜ	ΚΔΣ
45	D–1 15:00	D–1 18:00	ΛΑΓΗΕ	Εκκαθάριση ΗΕΠ	58 ΚΣΗΕ, Κεφ.4 ΕΚΣΗΕ
46	D–1 14:00	D–1 17:30	ΑΔΜΗΕ	Επιβεβαίωση – Ανταλλαγή προγραμμάτων διασυνδέσεων με Γειτονικούς Διαχειριστές	[8]
47	D–1 14:00	D–1 18:30	ΑΔΜΗΕ	Επίλυση Προγράμματος Κατανομής	55 ΚΔΣ, [13]
48	D-1 14:00	D–1 18:30	ΑΔΜΗΕ	Δημοσίευση Προγραμμάτων Κατανομής	55 ΚΔΣ, [13]
49	D 00:00	D 22:00	ΑΔΜΗΕ	Επίλυση και Δημοσίευση Ενδοημερήσιου Προγράμματος Κατανομής	55 ΚΔΣ, [13]
50		D+1 10:00	ΑΔΜΗΕ	Δημοσιοποίηση των Συγκεντρωτικών Αποκλίσεων μεταξύ της Πραγματικής Κατανομής και της Πρόβλεψης για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας D	
51	D+1	D+20 (D+4)	ΑΔΜΗΕ	Υπολογισμός Οριακής Τιμής Αποκλίσεων για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής D	293.8 ΚΔΣ (144 ΚΔΣ)
52	D+1	D+20 (D+4)	ΑΔΜΗΕ	Εκκαθάριση των Αποκλίσεων	293.8 ΚΔΣ (144 ΚΔΣ), [9]
ΜΗΝΙΑΙΑ					
53		M+1 (D+4)	ΑΔΜΗΕ	Εκκαθάριση των Επικουρικών Υπηρεσιών του προηγούμενου ημερολογιακού μήνα.	293.8 ΚΔΣ (144 ΚΔΣ), [9]
54		M+1	ΛΑΓΗΕ	Δημοσιοποίηση Μηνιαίων Αναφορών Αποτελεσμάτων ΗΕΠ.	5,7 ΚΣΗΕ
55		M+1	ΑΔΜΗΕ	Δημοσιοποίηση Μηνιαίων Αναφορών Αποτελεσμάτων Μηνιαίων και Ημερήσιων Δημοπρασιών.	

ΕΚΣΗΕ: Το παρόν Εγχειρίδιο
ΚΔΣ: Κώδικας Διαχείρισης του ΕΣΜΗΕ [2]
AR: Κανονισμοί Πρόσβασης στις Διασυνδέσεις (‘Interconnection Access Rules’ ή ‘Auction Rules’) [4], [6], [5], [7]
[nn]: Αριθμός αναφοράς στον Κατάλογο Αναφορών

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2 - ΠΡΟΫΠΟΘΕΣΕΙΣ ΣΥΜΜΕΤΟΧΗΣ ΣΤΟΝ ΗΜΕΡΗΣΙΟ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΙΣΜΟ

2.1 Εισαγωγή

Προυπόθεση της συμμετοχής στο Σύστημα Συναλλαγών Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού («ΗΕΠ») και της παροχής πρόσβασης στις κατάλληλες διαδικτυακές πλατφόρμες που λειτουργούν ο Λειτουργός της Αγοράς και ο Διαχειριστής Συστήματος, είναι η εγγραφή στο Μητρώο Συμμετεχόντων που τηρεί ο Λειτουργός της Αγοράς.

Δια της εγγραφής στο Μητρώο Συμμετεχόντων, οι Συμμετέχοντες (οι οποίοι παρουσιάστηκαν στο Κεφάλαιο 1), συνάπτουν (α) με το Λειτουργό της Αγοράς «Σύμβαση Συναλλαγών Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού (ΣΣΗΕΠ)», η οποία διέπεται από τις διατάξεις του Κώδικα Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΚΣΗΕ), όπως εκάστοτε ισχύει και (β) με το Διαχειριστή του Συστήματος «Σύμβαση Συναλλαγών Διαχειριστή Συστήματος (ΣΣΔΣ)», η οποία διέπεται από τις διατάξεις του Κώδικα Διαχειρισης του Συστήματος (ΚΔΣ), όπως εκάστοτε ισχύει.

Η ΣΣΗΕΠ έχει ως αντικείμενο τις συναλλαγές που διενεργούνται στο πλαίσιο του Συστήματος Συναλλαγών ΗΕΠ, ενώ η ΣΣΔΣ έχει ως αντικείμενο τις Συναλλαγές των Αποκλίσεων Ηλεκτρικής Ενέργειας, των Επικουρικών Υπηρεσιών, της Χρέωσης Χρήσης Συστήματος και του Μηχανισμού Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος στα πλαίσια του Συστήματος Συναλλαγών Διαχειριστή Συστήματος. Οι Συμβάσεις παρέχουν στους Συμμετέχοντες το δικαίωμα να προβαίνουν σε κάθε σχετική νόμιμη ενέργεια συμμετοχής στα παραπάνω Σύστηματα Συναλλαγών, τηρώντας τις διατάξεις των Κωδίκων, και να λαμβάνουν τις πληρωμές που τους αναλογούν, και επάγονται την υποχρέωση αυτών να εξοφλούν τις χρεώσεις που τους αναλογούν, σύμφωνα με τις διατάξεις των Κωδίκων. Αντίστοιχα, παρέχουν στο Λειτουργό της Αγοράς και στο Διαχειριστή του Συστήματος τα δικαιώματα και επάγονται τις υποχρεώσεις που ορίζονται στις διατάξεις των Κωδίκων.

Στο παρόν κεφάλαιο παρουσιάζονται οι διαδικασίες για την υποβολή της αιτήσεως και την εγγραφή στο Μητρώο Συμμετεχόντων καθώς και η μεθοδολογία υπολογισμού και παροχής εγγυήσεων από τους Συμμετέχοντες για την εκπλήρωση του συνόλου των υποχρεώσεων που απορρέουν από την ΣΣΗΕΠ, μέχρι να οριστούν από το Λειτουργό της Αγοράς οι Φορείς Εκκαθάρισης και Κάλυψης ΗΕΠ.

2.2 Διαδικασία Εγγραφής Συμμετέχοντα

Σύμφωνα με το άρθρο 2, §1 του ΚΣΗΕ για την εγγραφή στο μητρώο Συμμετεχόντων υποβάλλεται στον Λειτουργό της Αγοράς μια αίτηση που απευθύνεται τόσο προς το Λειτουργό της Αγοράς όσο και προς το

Διαχειριστή του Συστήματος για τη σύναψη των ΣΣΗΕΠ και ΣΣΔΣ αντίστοιχα. Η αίτηση συνοδεύεται από δύο φακέλους δικαιολογητικών εγγράφων που προορίζονται για τον καθένα από τους φορείς. Την επόμενη ημέρα ο Λειτουργός διαβιβάζει τον αντίστοιχο φάκελο των δικαιολογητικών στο Διαχειριστή (άρθρο 2, §5). Στην πράξη γίνονται δύο ξεχωριστές αιτήσεις απευθυνόμενες σε κάθε φορέα συνοδευόμενες από τα αντίστοιχα δικαιολογητικά (πρόκειται για θέμα που έχει προταθεί για αναθεώρηση και βρίσκεται στο στάδιο της τελικής έγκρισης από την ΡΑΕ).

Η εγγραφή στο Μητρώο Συμμετεχόντων διενεργείται από τον Λειτουργό της Αγοράς κατόπιν ελέγχου της πληρότητας των στοιχείων του φακέλου που αφορούν στη σύναψη της Σύμβασης Συναλλαγών ΗΕΠ. Προυπόθεση για την εγγραφή είναι η έγγραφη Βεβαίωση από το Διαχειριστή του Συστήματος για την πληρότητα των στοιχείων του φακέλου που αφορούν στη σύναψη της Σύμβασης Συναλλαγών Διαχειριστή Συστήματος. Με την εγγραφή στο Μητρώο Συμμετεχόντων ο Λειτουργός της Αγοράς χορηγεί Έγγραφη Βεβαίωση για την πληρότητα των απαιτήσεων του ΚΣΗΕ όσον αφορά στη σύναψη της ΣΣΗΕΠ (Παράρτημα VIII).

Σε αυτή την παράγραφο παραθέτονται όλα τα απαραίτητα δικαιολογητικά και οι διαδικασίες για την εγγραφή στο Μητρώο Συμμετεχόντων όσων αφορά στα στοιχεία που αφορούν τον Λειτουργό της Αγοράς, ενώ στο Παράρτημα VIII παρουσιάζεται ο τύπος και το περιεχόμενο των σχετικών αιτήσεων και δηλώσεων, καθώς και διευκρινίσεις σε σχέση με τις παραπάνω διαδικασίες.

2.2.1 Εγγραφή Παραγωγών

Στο Μητρώο Συμμετεχόντων εγγράφονται ως Παραγωγοί οι κάτοχοι άδειας παραγωγής για μονάδες παραγωγής που είναι εγγεγραμμένες στο Μητρώο Μονάδων που τηρεί ο Διαχειριστής του Συστήματος ή βρίσκονται σε δοκιμαστική λειτουργία και πρόκειται να εγγραφούν στο Μητρώο Μονάδων (§ 2.2.8) που τηρεί ο Διαχειριστής του Συστήματος κατά την έναρξη της εμπορικής τους λειτουργίας. Ως κάτοχος Άδειας Παραγωγής, ο Συμμετέχων έχει τη δυνατότητα να δραστηριοποιείται και ως Εξαγωγέας.

Για την εγγραφή ενός Παραγωγού στο Μητρώο Συμμετεχόντων απαιτείται η υποβολή των παρακάτω:

1. Αίτηση εγγραφής υπογεγραμμένη και στις 2 σελίδες. Στην αίτηση εγγραφής, στη σελίδα 2, πρέπει να σημειωθεί ότι συνυποβάλλονται τα κατωτέρω:
   - Αντίγραφο Άδειας Παραγωγής.
   - Δήλωση αιτούντος περί ανεπιφύλακτης αποδοχής των ρυθμίσεων του Κώδικα Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας.
   - Εξουσιοδότηση προς το ΛΑΓΗΕ για χρεοπιστώσεις Λογαριασμού Συμμετέχοντα.
   - Τεκμηρίωση νόμιμης εκπροσώπησης.
   - Βεβαίωση Τράπεζας για ενεργοποίηση λογαριασμού
2. Δηλώσεις Παραγωγών (Παράρτημα VIII).
3. Αντίγραφο άδειας παραγωγής και τυχόν τροποποιήσεων αυτής.
4. Βεβαίωση Τράπεζας για ενεργοποίηση λογαριασμού, που οφείλει να τηρεί ο αιτών για τις ανάγκες που προκύπτουν κατά την εκτέλεση της Σύμβασης Συναλλαγών ΗΕΠ. Το πιστωτικό ίδρυμα θα πρέπει να λειτουργεί στην Ελλάδα αφενός για την ομαλή και ταχεία εκτέλεση της ΣΣΗΕΠ αφετέρου για τη διασφάλιση των οικονομικών απαιτήσεων των μερών (ο αριθμός λογαριασμού αναγράφεται επίσης στην αίτηση και στις δηλώσεις των Παραγωγών).
5. Υπεύθυνη δήλωση νόμιμου εκπροσώπου στην οποία να αναγράφονται τα νομιμοποιητικά έγγραφα που επισυνάπτονται.

6. Τεκμηρίωση Νόμιμης Εκπροσώπησης:
   - Επικυρωμένο αντίγραφο του ισχύοντος κωδικοποιημένου καταστατικού.
   - Σε περίπτωση μη ύπαρξης κωδικοποιημένου καταστατικού που να περιλαμβάνει όλες τις μέχρι σήμερα τροποποιήσεις του, απαιτείται το τελευταίο κωδικοποιημένο καταστατικό ή το καταστατικό σύστασης της εταιρείας, επίσημη πρωτότυπη βεβαίωση από την αρμόδια εποπτεύουσα αρχή με τις τροποποιήσεις του καταστατικού και τα σχετικά ΦΕΚ.
   - Επικυρωμένο αντίγραφο πρακτικού γενικής συνέλευσης για εκλογή τελευταίου Δ.Σ. και σχετικό ΦΕΚ.
   - Επικυρωμένο αντίγραφο πρακτικού συγκρότησης Δ.Σ. και ορισμού αρμοδιοτήτων μελών Δ.Σ. και εκπροσώπησης της εταιρείας και σχετικό ΦΕΚ. Σε περίπτωση που υπάρχουν παραιτήσεις/αντικαταστάσεις μελών Δ.Σ., απαιτούνται επικυρωμένα αντίγραφα των σχετικών πρακτικών Δ.Σ. και ΦΕΚ.

Παρατηρήσεις

Α) Τα παραπάνω νομιμοποιητικά έγγραφα είναι ενδεικτικά. Ο τελικός έλεγχος θα γίνει από τη νομική υπηρεσία του ΛΑΓΗΕ και είναι πιθανό να απαιτηθούν πρόσθετα νομιμοποιητικά έγγραφα.

Β) Έγγραφα του Συμμετέχοντος που υποβάλλονται στο ΛΑΓΗΕ και δεν φέρουν την υπογραφή του νόμιμου εκπροσώπου θα πρέπει να συνοδεύονται από σχετικό πρακτικό/εξουσιοδότηση του αρμοδίου οργάνου του Συμμετέχοντος προς το πρόσωπο που υπογράφει.

Γ) Τα έγγραφα που υπογράφονται από τον αιτούντα θα πρέπει να φέρουν την σφραγίδα της εταιρίας και θεώρηση για το γνήσιο της υπογραφής.

2.2.2 Εγγραφή Προμηθευτών

Προϋπόθεση για την εγγραφή ενός Προμηθευτή στο Μητρώο Συμμετεχόντων είναι η κατοχή Άδειας Προμήθειας, μετά από αίτηση στην Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας. Ως κάτοχος Άδειας Προμήθειας, ο Προμηθευτής έχει επίσης τη δυνατότητα να δραστηριοποιείται και ως Έμπορος.

Για την εγγραφή ενός Προμηθευτή στο Μητρώο Συμμετεχόντων απαιτείται η υποβολή των παρακάτω:

1. Αίτηση εγγραφής υπογεγραμμένη και στις 2 σελίδες. Στην αίτηση εγγραφής, στη σελίδα 2, πρέπει να σημειωθεί ότι συνυποβάλλονται τα κατωτέρω:
   - Αντίγραφο Άδειας Προμήθειας.
   - Δήλωση αιτούντος περί ανεπιφύλακτης αποδοχής ρυθμίσεων του Κώδικα Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας.
   - Δήλωση κατόχου Άδειας Προμήθειας περί δικαιώματος ΛΑΓΗΕ ενημέρωσης πελατών.
   - Δήλωση κατόχου Άδειας Προμήθειας σε σχέση με τις συμβάσεις προμήθειας με πελάτες.
   - Εξουσιοδότηση προς το ΛΑΓΗΕ για χρεοπιστώσεις Λογαριασμού Συμμετέχοντα.
   - Τεκμηρίωση νόμιμης εκπροσώπησης.
   - Βεβαίωση Τράπεζας για ενεργοποίηση λογαριασμού.
   - Εγγυητική Επιστολή ή αποδεικτικό κατάθεσης.
2. Δηλώσεις Προμηθευτών (Παράρτημα VIII).
3. Αντίγραφο Άδειας Προμήθειας και τυχόν τροποποιήσεων αυτής.

4. Βεβαίωση Τράπεζας για ενεργοποίηση λογαριασμού, που οφείλει να τηρεί ο αιτών για τις ανάγκες που προκύπτουν κατά την εκτέλεση της Σύμβασης Συναλλαγών ΗΕΠ, Το πιστωτικό ίδρυμα θα πρέπει να λειτουργεί στην Ελλάδα αφενός για την ομαλή και ταχεία εκτέλεση της ΣΣΗΕΠ αφετέρου για τη διασφάλιση των οικονομικών απαιτήσεων των μερών (ο αριθμός λογαριασμού αναγράφεται επίσης στην αίτηση και στις δηλώσεις των Προμηθευτών).
5. Εγγυητικές επιστολές ή αποδεικτικό κατάθεσης ποσών εγγύησης. Περισσότερες πληροφορίες σχετικά με τις εγγυήσεις των Συμμετεχόντων στο Σύστημα Συναλλαγών ΗΕΠ δίνονται στις §§ 2.3 και 2.4.
6. Υπεύθυνη δήλωση νόμιμου εκπροσώπου στην οποία να αναγράφονται τα νομιμοποιητικά έγγραφα που επισυνάπτονται.
7. Τεκμηρίωση Νόμιμης Εκπροσώπησης:
   - Επικυρωμένο αντίγραφο του ισχύοντος κωδικοποιημένου καταστατικού.
   - Σε περίπτωση μη ύπαρξης κωδικοποιημένου καταστατικού που να περιλαμβάνει όλες τις μέχρι σήμερα τροποποιήσεις του, απαιτείται το τελευταίο κωδικοποιημένο καταστατικό ή το καταστατικό σύστασης της εταιρείας, επίσημη πρωτότυπη βεβαίωση από την αρμόδια εποπτεύουσα αρχή με τις τροποποιήσεις του καταστατικού και τα σχετικά ΦΕΚ.
   - Επικυρωμένο αντίγραφο πρακτικού γενικής συνέλευσης για εκλογή τελευταίου Δ.Σ. και σχετικό ΦΕΚ.
   - Επικυρωμένο αντίγραφο πρακτικού συγκρότησης Δ.Σ. και ορισμού αρμοδιοτήτων μελών Δ.Σ. και εκπροσώπησης της εταιρίας και σχετικό ΦΕΚ. Σε περίπτωση που υπάρχουν παραιτήσεις/ αντικαταστάσεις μελών Δ.Σ., απαιτούνται επικυρωμένα αντίγραφα των σχετικών πρακτικών Δ.Σ. και ΦΕΚ.

Παρατηρήσεις

Α) Τα παραπάνω νομιμοποιητικά έγγραφα είναι ενδεικτικά. Ο τελικός έλεγχος θα γίνει από τη νομική υπηρεσία του ΛΑΓΗΕ και είναι πιθανό να απαιτηθούν πρόσθετα νομιμοποιητικά έγγραφα.

Β) Έγγραφα του Συμμετέχοντος που υποβάλλονται στον ΛΑΓΗΕ και δεν φέρουν την υπογραφή του νόμιμου εκπροσώπου θα πρέπει να συνοδεύονται από σχετικό πρακτικό/εξουσιοδότηση του αρμοδίου οργάνου του Συμμετέχοντος προς το πρόσωπο που υπογράφει.

Γ) Τα έγγραφα που υπογράφονται από το νόμιμο εκπρόσωπο του Συμμετέχοντος πρέπει να φέρουν τη σφραγίδα της εταιρίας και θεώρηση για το γνήσιο της υπογραφής.

2.2.3 Εγγραφή Εμπόρων

Προϋπόθεση για την εγγραφή ενός Εμπόρου στο Μητρώο Συμμετεχόντων είναι η κατοχή Άδειας Εμπορίας, μετά από αίτηση στην Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας.

Για την εγγραφή ενός Εμπόρου στο Μητρώο Συμμετεχόντων απαιτείται η υποβολή των παρακάτω:

1. Αίτηση εγγραφής υπογεγραμμένη και στις 2 σελίδες. Στην αίτηση εγγραφής, στη σελίδα 2, πρέπει να σημειωθεί ότι συνυποβάλλονται τα κατωτέρω:
   - Αντίγραφο Αδείας Εμπορίας.
   - Δήλωση αιτούντος περί ανεπιφύλακτης αποδοχής ρυθμίσεων του Κώδικα Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας.
   - Εξουσιοδότηση προς το ΛΑΓΗΕ για χρεοπιστώσεις Λογαριασμού Συμμετέχοντα.
   - Τεκμηρίωση νόμιμης εκπροσώπησης.

- Βεβαίωση Τράπεζας για ενεργοποίηση λογαριασμού.
- Εγγυητική Επιστολή ή αποδεικτικό κατάθεσης.

2. Δηλώσεις Εμπόρων (Παράρτημα VIII).
3. Αντίγραφο Άδειας Εμπορίας και τυχόν τροποποιήσεων αυτής.
4. Βεβαίωση Τράπεζας για ενεργοποίηση λογαριασμού, που οφείλει να τηρεί ο αιτών για τις ανάγκες που προκύπτουν κατά την εκτέλεση της Σύμβασης Συναλλαγών ΗΕΠ. Το πιστωτικό ίδρυμα θα πρέπει να λειτουργεί στην Ελλάδα αφενός για την ομαλή και ταχεία εκτέλεση της ΣΣΗΕΠ αφετέρου για τη διασφάλιση των οικονομικών απαιτήσεων των μερών (ο αριθμός λογαριασμού αναγράφεται επίσης στην αίτηση και στις δηλώσεις των Εμπόρων).
5. Εγγυητικές επιστολές ή αποδεικτικό κατάθεσης ποσών εγγύησης. Περισσότερες πληροφορίες σχετικά με τις εγγυήσεις των Συμμετεχόντων στο Σύστημα Συναλλαγών ΗΕΠ δίνονται στις §§ 2.3 και 2.4.
6. Υπεύθυνη δήλωση νόμιμου εκπροσώπου στην οποία να αναγράφονται τα νομιμοποιητικά έγγραφα που επισυνάπτονται..
7. Τεκμηρίωση Νόμιμης Εκπροσώπησης:
   - Επικυρωμένο αντίγραφο του ισχύοντος κωδικοποιημένου καταστατικού.
   - Σε περίπτωση μη ύπαρξης κωδικοποιημένου καταστατικού που να περιλαμβάνει όλες τις μέχρι σήμερα τροποποιήσεις του, απαιτείται το τελευταίο κωδικοποιημένο καταστατικό ή το καταστατικό σύστασης της εταιρείας, επίσημη πρωτότυπη βεβαίωση από την αρμόδια εποπτεύουσα αρχή με τις τροποποιήσεις του καταστατικού και τα σχετικά ΦΕΚ.
   - Επικυρωμένο αντίγραφο πρακτικού γενικής συνέλευσης για εκλογή τελευταίου Δ.Σ. και σχετικό ΦΕΚ.
   - Επικυρωμένο αντίγραφο πρακτικού συγκρότησης Δ.Σ. και ορισμού αρμοδιοτήτων μελών Δ.Σ. και εκπροσώπησης της εταιρίας και σχετικό ΦΕΚ. Σε περίπτωση που υπάρχουν παραιτήσεις/αντικαταστάσεις μελών Δ.Σ., απαιτούνται επικυρωμένα αντίγραφα των σχετικών πρακτικών Δ.Σ. και ΦΕΚ.

Παρατηρήσεις

Α) Τα παραπάνω νομιμοποιητικά έγγραφα είναι ενδεικτικά. Ο τελικός έλεγχος θα γίνει από τη νομική υπηρεσία του ΛΑΓΗΕ και είναι πιθανό να απαιτηθούν πρόσθετα νομιμοποιητικά έγγραφα.
Β) Έγγραφα του Συμμετέχοντος που υποβάλλονται στον ΛΑΓΗΕ και δεν φέρουν την υπογραφή του νόμιμου εκπροσώπου θα πρέπει να συνοδεύονται από σχετικό πρακτικό/εξουσιοδότηση του αρμοδίου οργάνου του Συμμετέχοντος προς το πρόσωπο που υπογράφει.
Γ) Τα έγγραφα που υπογράφονται από τον αιτούντα θα πρέπει να φέρουν την σφραγίδα της εταιρίας και θεώρηση για το γνήσιο της υπογραφής.

2.2.4 Εγγραφή Αυτοπρομηθευόμενων Πελατών

Οι Αυτοπρομηθευόμενοι Πελάτες έχουν το δικαίωμα να προμηθεύονται ενέργεια μέσω του ΗΕΠ και να προγραμματίζουν εισαγωγές ενέργειας μέσω των διασυνδέσεων για δική τους αποκλειστική χρήση. Για την εγγραφή ενός Αυτοπρομηθευόμενου Πελάτη στο Μητρώο Συμμετεχόντων απαιτείται η υποβολή των παρακάτω:

1. Αίτηση εγγραφής υπογεγραμμένη και στις 2 σελίδες. Στην αίτηση εγγραφής, στη σελίδα 2, πρέπει να σημειωθεί ότι συνυποβάλλονται τα κατωτέρω:

- Δήλωση αιτούντος περί ανεπιφύλακτης αποδοχής ρυθμίσεων Κώδικα Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας.
- Δήλωση Αυτοπρομηθευόμενου Πελάτη περί δικαιώματος ΛΑΓΗΕ διακοπής παροχής.
- Εξουσιοδότηση προς το ΛΑΓΗΕ για χρεοπιστώσεις Λογαριασμού Συμμετέχοντα.
- Τεκμηρίωση νόμιμης εκπροσώπησης.
- Βεβαίωση Τράπεζας για ενεργοποίηση λογαριασμού.
- Εγγυητική Επιστολή ή αποδεικτικό κατάθεσης.

2. Δηλώσεις Αυτοπρομηθευόμενων Πελατών (Παράρτημα VIII).
3. Βεβαίωση Τράπεζας για ενεργοποίηση λογαριασμού, που οφείλει να τηρεί ο αιτών για τις ανάγκες που προκύπτουν κατά την εκτέλεση της Σύμβασης Συναλλαγών ΗΕΠ. Το πιστωτικό ίδρυμα θα πρέπει να λειτουργεί στην Ελλάδα αφενός για την ομαλή και ταχεία εκτέλεση της ΣΣΗΕΠ αφετέρου για τη διασφάλιση των οικονομικών απαιτήσεων των μερών (ο αριθμός λογαριασμού αναγράφεται επίσης στην αίτηση και στις δηλώσεις των Αυτοπρομηθευόμενων Πελατών).
4. Εγγυητικές επιστολές ή αποδεικτικό κατάθεσης ποσών εγγύησης. Περισσότερες πληροφορίες σχετικά με τις εγγυήσεις των Συμμετεχόντων στο Σύστημα Συναλλαγών ΗΕΠ δίνονται στις §§ 2.3 και 2.4.
5. Υπεύθυνη δήλωση νόμιμου εκπροσώπου στην οποία να αναγράφονται τα νομιμοποιητικά έγγραφα που επισυνάπτονται.
6. Τεκμηρίωση Νόμιμης Εκπροσώπησης
    - Επικυρωμένο αντίγραφο του ισχύοντος κωδικοποιημένου καταστατικού.
    - Σε περίπτωση μη ύπαρξης κωδικοποιημένου καταστατικού που να περιλαμβάνει όλες τις μέχρι σήμερα τροποποιήσεις του, απαιτείται το τελευταίο κωδικοποιημένο καταστατικό ή το καταστατικό σύστασης της εταιρείας, επίσημη πρωτότυπη βεβαίωση από την αρμόδια εποπτεύουσα αρχή με τις τροποποιήσεις του καταστατικού και τα σχετικά ΦΕΚ.
    - Επικυρωμένο αντίγραφο πρακτικού γενικής συνέλευσης για εκλογή τελευταίου Δ.Σ. και σχετικό ΦΕΚ.
    - Επικυρωμένο αντίγραφο πρακτικού συγκρότησης Δ.Σ. και ορισμού αρμοδιοτήτων μελών Δ.Σ. και εκπροσώπησης της εταιρίας και σχετικό ΦΕΚ. Σε περίπτωση που υπάρχουν παραιτήσεις/αντικαταστάσεις μελών Δ.Σ., απαιτούνται επικυρωμένα αντίγραφα των σχετικών πρακτικών Δ.Σ. και ΦΕΚ.

<u>Παρατηρήσεις</u>

Α) Τα παραπάνω νομιμοποιητικά έγγραφα είναι ενδεικτικά. Ο τελικός έλεγχος θα γίνει από τη νομική υπηρεσία του ΛΑΓΗΕ και είναι πιθανό να απαιτηθούν πρόσθετα νομιμοποιητικά έγγραφα.

Β) Έγγραφα του Συμμετέχοντος που υποβάλλονται στον ΛΑΓΗΕ και δεν φέρουν την υπογραφή του νόμιμου εκπροσώπου θα πρέπει να συνοδεύονται από σχετικό πρακτικό/εξουσιοδότηση του αρμοδίου οργάνου του Συμμετέχοντος προς το πρόσωπο που υπογράφει.

Γ) Τα έγγραφα που υπογράφονται από τον αιτούντα θα πρέπει να φέρουν την σφραγίδα της εταιρίας και θεώρηση για το γνήσιο της υπογραφής.

2.2.5 Συμπληρωματική Σύμβαση για Κατανεμόμενες Μονάδες ΣΗΘΥΑ

Οι Κατανεμόμενες Μονάδες ΣΗΘΥΑ παράλληλα με την αίτηση για εγγραφή στο Μητρώο Συμμετεχόντων ως Παραγωγοί και της σύναψης της ΣΣΗΕΠ, συνάπτουν με το Λειτουργό της Αγοράς Συμπληρωματική

Σύμβαση Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας. Με την Υπουργική Απόφαση ΥΠΕΚΑ/Δ5-ΗΛ/Γ/Φ1/οικ.23278 (ΦΕΚ Β'/23.1.2012) [15] καθορίστηκε ο τύπος και το περιεχόμενο της σύμβασης αυτής.

2.2.6 Υποχρεώσεις Συμμετέχοντα

Οι Συμμετέχοντες υποχρεούνται να ενημερώνουν άμεσα το Λειτουργό της Αγοράς σχετικά με κάθε μεταβολή των ανωτέρω υποβληθέντων στοιχείων που έχουν καταχωρηθεί στο Μητρώο Συμμετεχόντων. Επίσης, υποχρεούνται να ενημερώνουν άμεσα τον Λειτουργό της Αγοράς σχετικά με οποιαδήποτε μεταβολή στην εκπροσώπησή τους στις επιμέρους διαδικασίες επικοινωνίας με τον Λειτουργό, όπως αναφέρονται στο Άρθρο 58, παρ.4. Όσων αφορά σε αλλαγές στο καταστατικό και στην εκπροσώπηση της εταιρείας η ενημέρωση γίνεται με την αποστολή επικυρωμένων αντιγράφων των νομιμοποιητικών εγγράφων, συνοδευμένα από υπεύθυνη δήλωση του νόμιμου εκπροσώπου της εταιρείας (σύμφωνα με το πρότυπο του Παραρτήματος VIII). Δεδομένου ότι το Μητρώο Συμμετεχόντων μεταξύ ΛΑΓΗΕ και ΑΔΜΗΕ είναι κοινό, οποιοσδήποτε Συμμετέχων επιθυμεί να συμμετάσχει στις δημοπρασίες Φυσικών Δικαιωμάτων Μεταφοράς (ΦΔΜ) που διενεργεί ο ΑΔΜΗΕ θα πρέπει να ενημερώνει και το ΛΑΓΗΕ, σε θέματα σχετιζόμενα με τη συμμετοχή του στον ΗΕΠ.

Προκειμένου να έχει δικαίωμα συμμετοχής στον ΗΕΠ, κάθε Συμμετέχων οφείλει να προσκομίζει στο Λειτουργό της Αγοράς εγγυήσεις για την εκπλήρωση του συνόλου των υποχρεώσεών του. Ο υπολογισμός των εγγυήσεων μέχρι να οριστούν από το Λειτουργό της Αγοράς ο Φορέας Εκκαθάρισης και ο Φορέας Κάλυψης ΗΕΠ, θα γίνεται βάσει της μεθοδολογίας που περιγράφεται στην § 2.4, ενώ μετά θα γίνεται με τη χρήση των Συντελεστών Προσδιορισμού Κάλυψης για κάθε Εκπρόσωπο Φορτίου (*δες* §2.3).

2.2.7 Διαγραφή Συμμετέχοντα

Σύμφωνα με το άρθρο 3 του ΚΣΗΕ, η διαγραφή ενός Συμμετέχοντα από το Μητρώο Συμμετεχόντων και ο αποκλεισμός του από τα Συστήματα Συναλλαγών ΗΕΠ και Κατανομής προκύπτουν από την λύση της Σύμβασης Συναλλαγών ΗΕΠ. Η Σύμβαση λύεται σε περίπτωση έγγραφης καταγγελίας από καθένα από τα μέρη και στις περιπτώσεις ανάκλησης της άδειας που χορηγεί η ΡΑΕ, παύσης πληρωμών, θέσης σε αναγκαστική διαχείριση, κήρυξης σε πτώχευση ή υπαγωγής σε ενάλογο καθεστώς, όπως επίσης στην περίπτωση λύσης της Σύμβασης Συναλλαγών Διαχειριστή Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας.

2.2.8 Μητρώο Μονάδων

Όλες οι Μονάδες Παραγωγής, με άδεια παραγωγής που βρίσκεται σε ισχύ, οι οποίες είναι εγκατεστημένες στην ηπειρωτική χώρα ή στα διασυνδεδεμένα ηλεκτρικά με αυτήν νησιά, για τις οποίες έχει πραγματοποιηθεί και ενεργοποιηθεί η σύνδεση στο Σύστημα ή στο Δίκτυο, δεν εμπίπτουν στο πεδίο εφαρμογής του άρθρου 35 του Ν.2773/1999, και για τις οποίες ο Διαχειριστής του Συστήματος δύναται να εκδίδει Εντολές Κατανομής, εγγράφονται στο Μητρώο Μονάδων Παραγωγής που τηρεί ο Διαχειριστής του Συστήματος κατόπιν αιτήσεως.

2.3 Εγγύηση Κάλυψης Χρηματικών Υποχρεώσεων

Στα πλαίσια του ΗΕΠ ο Λειτουργός της Αγοράς δύναται να αναθέσει σε χρηματοπιστωτικό ίδρυμα την εκτέλεση των τραπεζικών πράξεων που απαιτούνται για την εκπλήρωση των υποχρεώσεων που προκύπτουν από την συμμετοχή στον ΗΕΠ, το οποίο αποτελεί τον Φορέα Εκκαθάρισης. Επίσης, δύναται να αναθέσει σε χρηματοπιστωτικό ίδρυμα την κάλυψη τυχόν ελλείμματος των συναλλαγών στο πλαίσιο του ΗΕΠ σε συνδυασμό με την άσκηση απαιτήσεων κατά των Πελατών προκειμένου να ισοζυγίζονται οι συ-

ναλλαγές στο πλαίσιο του ΗΕΠ. Για το σκοπό αυτό συνάπτει Σύμβαση Χρηματοοικονομικής Κάλυψης με χρηματοπιστωτικό ίδρυμα που αποτελεί τον Φορέα Κάλυψης.

Αντίστοιχα οι Εκπρόσωποι Φορτίου (αυτοί ορίζονται στο άρθρο 16 του ΚΣΗΕ) οι οποίοι υποβάλλουν δηλώσεις φορτίου στο Σύστημα Συναλλαγών ΗΕΠ, οφείλουν να συνοδεύουν τις δηλώσεις αυτές από βεβαίωση χορηγηθείσα από το πιστωτικό ίδρυμα, στο οποίο ο Εκπρόσωπος Φορτίου τηρεί Λογαριασμό Συμμετέχοντα, με την οποία πιστοποιείται ότι στο Λογαριασμό Συμμετέχοντα υπάρχει επαρκές υπόλοιπο για την κάλυψη των χρηματικών του υποχρεώσεων από τη συγκεκριμένη Δήλωση Φορτίου. Η βεβαίωση αυτή πρέπει να ισχύει έως την ολοκλήρωση της διαδικασίας Εκκαθάρισης ΗΕΠ για τη συγκεκριμένη Ημέρα Κατανομής και δεν ανακαλείται για οποιονδήποτε λόγο.

Για τον προσδιορισμό του χρηματικού ορίου κάλυψης των χρηματικών υποχρεώσεων που αντιστοιχούν σε μία Δήλωση Φορτίου για μία Ημέρα Κατανομής, λαμβάνεται το γινόμενο της συνολικής ποσότητας ενέργειας σε MWh όπως αυτή δηλώνεται στη Δήλωση Φορτίου με τον Συντελεστή Προσδιορισμού Κάλυψης σε Ευρώ/MWh, ο οποίος ισχύει για την υπόψη Ημέρα Κατανομής. Σε περίπτωση Τιμολογημένης Δήλωσης Φορτίου ως ποσότητα ενέργειας λογίζεται το σύνολο των ποσοτήτων ενέργειας όλων των βαθμίδων της Δήλωσης.

Σύμφωνα με τον ΚΣΗΕ (Άρθρο 22), οι Συντελεστές Προσδιορισμού Κάλυψης σε €/MWh καθορίζονται από το Λειτουργό της Αγοράς για κάθε Ημέρα Κατανομής σε ένα ημερολογιακό έτος, ύστερα από έγκριση της ΡΑΕ. Οι Συντελεστές Προσδιορισμού Κάλυψης μπορούν να διαφέρουν για κάθε Εκπρόσωπο Φορτίου λαμβάνοντας υπόψη κριτήρια φερεγγυότητας. Στα κριτήρια αυτά περιλαμβάνονται: το ιστορικό φερεγγυότητας του Εκπροσώπου Φορτίου στο Σύστημα Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας, ο χρόνος συμμετοχής του στο Σύστημα Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας, η ετήσια ποσότητα ηλεκτρικού φορτίου που αντιπροσωπεύει, ο αριθμός των πελατών του, η ενδεχόμενη προσκόμιση πρόσθετων τραπεζικών εγγυήσεων ή βεβαιώσεων χρηματοπιστωτικής φερεγγυότητας και κάθε υποχρέωση προμήθειας μη Επιλεγόντων Πελατών.

Οι αριθμητικές τιμές των Συντελεστών Προσδιορισμού Κάλυψης καθορίζονται για κάθε Ημέρα Κατανομής ενός ημερολογιακού έτους κατά τρόπο ώστε να προσεγγίζεται κατά το δυνατόν η αναμενόμενη μέση τιμή της Οριακής Τιμής του Συστήματος για κάθε Ημέρα Κατανομής. Για τον καθορισμό των υπόψη αριθμητικών τιμών, ο Λειτουργός της Αγοράς λαμβάνει υπόψη στατιστικά στοιχεία σχετικά με τις τιμές της Οριακής Τιμής του Συστήματος για κάθε παρελθούσα Ημέρα Κατανομής, στοιχεία και συμπεράσματα της Μελέτης Επάρκειας Ισχύος και κάθε άλλη σχετική πληροφορία. Οι αριθμητικές τιμές των Συντελεστών Προσδιορισμού Κάλυψης προσδιορίζονται με γνώμονα την επίτευξη ασφαλούς περιθωρίου για την αποφυγή ελλείμματος των συναλλαγών στον ΗΕΠ, χωρίς ωστόσο την υπερβολική χρηματοοικονομική επιβάρυνση των Εκπροσώπων Φορτίου.

Ο Λειτουργός της Αγοράς δημοσιεύει στην ιστοσελίδα του τους Συντελεστές Προσδιορισμού Κάλυψης για κάθε ημερολογιακό έτος δύο (2) μήνες πριν από την έναρξη του υπόψη έτους.

Ο Λειτουργός της Αγοράς δεν έχει ακόμη συμβληθεί με κάποια Χρηματοπιστωτικά ίδρυματα τα οποία θα αναλάβουν το ρόλο του Φορέα Κάλυψης και Φορέα Εκκαθάρισης. Έως ότου συμβληθεί, δε θα καθορίζονται οι εν λόγω συντελεστές ενώ θα ισχύουν οι διατάξεις των άρθρων 91 και 92 του ΚΣΗΕ. Βάσει των διατάξεων αυτών, κάθε Συμμετέχων οφείλει να προσκομίζει εγγυήσεις για το σύνολο των υποχρεώσεων που προκύπτουν από τη Σύμβαση Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας. Η σχετική διαδικασία περιγράφεται αναλυτικά στην επόμενη παράγραφο.

2.4 Διαδικασία υπολογισμού και παροχής εγγυήσεων από τους Συμμετέχοντες στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας

2.4.1 Γενικά

Σύμφωνα με τις Μεταβατικές Διατάξεις του Κώδικα Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΚΣΗΕ) και τα άρθρα 89 και 91 από την Πέμπτη Ημέρα Αναφοράς και μέχρι να οριστούν από τον Λειτουργό της Αγοράς οι Φορείς Εκκαθάρισης ΗΕΠ και Κάλυψης ΗΕΠ, κάθε Συμμετέχων οφείλει κατά τη διάρκεια ισχύος της Συμβάσεως Συναλλαγών Ενέργειας Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού (ΗΕΠ) να παρέχει εγγυήσεις για την εκπλήρωση του συνόλου των υποχρεώσεών του που πηγάζουν από τη Σύμβαση αυτή. Οι εγγυήσεις θα πρέπει να καλύπτουν περίοδο έξι μηνών ήτοι από 1η Απριλίου έως 30η Σεπτεμβρίου ή από 1η Οκτωβρίου έως 31η Μαρτίου αντίστοιχα.

Η υποχρέωση παροχής εγγυήσεων εκπληρώνεται, σύμφωνα με το Άρθρο 91 του ΚΣΗΕ, είτε με την κατάθεση εγγυητικής επιστολής είτε με την κατάθεση ποσού σε ειδικό λογαριασμό που τηρεί για το σκοπό αυτό ο Λειτουργός της Αγοράς.

2.4.2 Καθορισμός & Εκδοση Πίνακα Ποσών Εγγυήσεως

Πριν το τέλος κάθε ημερολογιακού έτους Ν και σε κάθε περίπτωση μετά την 1η Οκτωβρίου του έτους αυτού, ο Λειτουργός της Αγοράς θα ανακοινώνει τον Πίνακα Ποσών Εγγυήσεως ο οποίος θα ισχύει για το επόμενο έτος Ν+1. Τα στοιχεία του πίνακα αυτού θα χρησιμοποιούνται από το Λειτουργό της Αγοράς κατά τους υπολογισμούς που θα εκτελεί κατά τη διάρκεια του έτους Ν+1 για τον καθορισμό του ύψους των εγγυήσεων για τις περιόδους:

- από 1η Απριλίου έως 30η Σεπτεμβρίου του έτους Ν+1, και
- από 1η Οκτωβρίου του έτους Ν+1 έως και έως 31η Μαρτίου του έτους Ν+2.

Με βάση τα ιστορικά στοιχεία της περιόδου από την 1η Απριλίου έως και την 30η Σεπτεμβρίου του έτους Ν, υπολογίζεται για κάθε Συμμετέχοντα η Συνολική Ποσότητα Ενέργειας σε MWh που εντάχθηκε στα προγράμματα ΗΕΠ των Ημερών Κατανομής της περιόδου από την 1η Απριλίου έως και την 30η Σεπτεμβρίου του έτους Ν, $ΣΠΕ_{01/04/N-30/09/N\ ,\ Σ}$. Ειδικότερα, οι ποσότητες ενέργειας που εντάχθηκαν στον ΗΕΠ αθροίζονται ως θετικές ποσότητες ανεξάρτητα αν αντιπροσωπεύουν εγχύσεις (παραγωγή, εισαγωγή) ή απομαστεύσεις (προμήθεια, εξαγωγή).

Ακολούθως, υπολογίζεται η μέγιστη τιμή από τις Συνολικές Ποσότητες Ενέργειας στον ΗΕΠ των Συμμετεχόντων, $\max(ΣΠΕ_{01/04/N-30/09/N\ ,\ Σ})$, και με βάση αυτήν ορίζονται μ κλάσεις τιμών Συνολικής Ποσότητας Ενέργειας ΗΕΠ Συμμετέχοντα ως ακολούθως:

- $1^η$ κλάση K_1 με διάστημα τιμών από 0% έως και $π_1$% της τιμής
  $\max(ΣΠΕ_{01/04/N-30/09/N\ ,\ Σ})$.
- $2^η$ κλάση K_2 με διάστημα τιμών από $π_1$% έως και $π_2$% της τιμής
  $\max(ΣΠΕ_{01/04/N-30/09/N\ ,\ Σ})$.
- ……………………………………………..
- $i^η$ κλάση K_i με διάστημα τιμών από $π_{i-1}$% έως και $π_i$% της τιμής
  $\max(ΣΠΕ_{01/04/N-30/09/N\ ,\ Σ})$.

- ………………………………………….
- $μ^η$ κλάση $Κ_μ$ με διάστημα τιμών πάνω από $π_{μ-1}$% έως και 100% της τιμής

$$max(ΣΠΕ_{01/04/Ν-30/09/Ν\ ,\ Σ}).$$

Με βάση τις παραπάνω κλάσεις τιμών Συνολικής Ποσότητας Ενέργειας Συμμετέχοντα στο πλαίσιο του ΗΕΠ ορίζονται μ κατηγορίες Συμμετεχόντων για το έτος Ν+1. Στις κατηγορίες αυτές κατατάσσονται οι Συμμετέχοντες με βάση τους σχετικούς υπολογισμούς του Λειτουργού της Αγοράς στους οποίους προβαίνει κατά τη διάρκεια του έτους Ν+1 κατά τον καθορισμό του ύψους των αντιστοίχων εγγυήσεων. Ο τρόπος με τον οποίο γίνεται η σχετική κατάταξη παρουσιάζεται αναλυτικά στη συνέχεια του κειμένου. Τα ποσοστά $π_1$, $π_2$,……., $π_{μ-1}$ και ο αριθμός των κλάσεων μ ορίζονται με τέτοιο τρόπο ώστε να γίνεται μια εύλογη κατανομή των Συμμετεχόντων στις διάφορες κατηγορίες.

Και για τα δυο άκρα, αριστερό και δεξί (Α & Δ), κάθε κλάσεως τιμών Συνολικής ΠοσότηταςΕνέργειας ΗΕΠ Συμμετέχοντα (K_i) ή ισοδύναμα και για τα δύο άκρα (Α & Δ) των μ κατηγοριών Συμμετεχόντων (K_i) ορίζονται κατάλληλοι Συντελεστές Οικονομικού Κινδύνου, $ΣΟΚ_{Α,Κi}$ ή $ΣΟΚ_{Δ,Κi}$. Για αυτούς τους συντελεστές ισχύει:

$$ΣΟΚ_{Α,Κi} = ΣΟΚ_{Δ,Κi-1}$$

Οι Συντελεστές Οικονομικού Κινδύνου μεταβάλλονται σε κάθε κλάση τιμών Συνολικής Ποσότητας Ενέργειας ΗΕΠ Συμμετέχοντα ή ισοδύναμα σε κάθε κατηγορία Συμμετέχοντα με γραμμικό τρόπο μεταξύ των τιμών $ΣΟΚ_{Α,Κi}$ και $ΣΟΚ_{Δ,Κi}$ και αντιστρόφως ανάλογα με το ύψος της Συνολικής Ποσότητας Ενέργειας ΗΕΠ Συμμετέχοντα ($ΣΠΕ_Σ$), ενώ η μεγίστη τιμή τους δεν επιτρέπεται να υπερβεί τη μονάδα.

Στην περίπτωση που η $ΣΠΕ_Σ$ υπερβαίνει τη μέγιστη τιμή από τις Συνολικές Ποσότητες Ενέργειας στον ΗΕΠ των Συμμετεχόντων, $max(ΣΠΕ_{01/04/Ν-30/09/Ν\ ,\ Σ})$ τότε ο Συντελεστής Οικονομικού Κινδύνου που αντιστοιχίζεται στον Συμμετέχοντα Σ είναι ίσος με το $ΣΟΚ_{Δ,Κμ}$.

Για κάθε κλάση τιμών Συνολικής Ποσότητας Ενεργείας ΗΕΠ Συμμετέχοντα ή ισοδύναμα σε κάθε κατηγορία Συμμετέχοντα (K_i) ορίζονται Συντελεστές Διαρκείας ασκήσεως δραστηριότητος για Συμμετέχοντες, $ΣΔ_{Κi}$. Οι συντελεστές αυτοί ορίζονται ως συναρτήσεις του αριθμού των μηνών με μη μηδενική δραστηριότητα στην Ελληνική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας που οι Συμμετέχοντες έχουν πλήρως συμπληρώσει από την ημερομηνία εγγραφής τους στο Μητρώο Συμμετεχόντων ως την πρώτη ημέρα της περιόδου ισχύος της εγγυήσεως για την οποία γίνονται οι σχετικοί υπολογισμοί του ύψους της οφειλομένης εγγυήσεως.

Η μέγιστη τιμή των συντελεστών αυτών δεν μπορεί να υπερβαίνει το 1, ενώ η αντίστοιχη συνάρτηση θα είναι τέτοιας μορφής ώστε να δίνει:

- μια ελάχιστη, σταθερή, τιμή $ΠΣΔ_{min}$ για όσους Συμμετέχοντες έχουν ήδη συμπληρώσει 60 μήνες μη μηδενικής δραστηριότητας, και
- μια τιμή μεγαλύτερη της παραπάνω ελαχίστης τιμής για τους υπόλοιπους Συμμετέχοντες που θα είναι τόσο μεγαλύτερη όσο μικρότερη είναι η χρονική διάρκεια της δραστηριοποιήσεως του Συμμετέχοντα στην Ελληνική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας.

Ορίζεται κατάλληλος Συντελεστής Ποινής, ΣΠ, με σκοπό την αποτύπωση της συμπεριφοράς του κάθε Συμμετέχοντα σε σχέση με την παροχή των απαιτούμενων εγγυήσεων στο Διαχειριστή του Συστήματος κατά τους τελευταίους 60 μήνες.

Ειδικότερα, ο Συντελεστής Ποινής θα είναι ίσος με τη μονάδα για τους Συμμετέχοντες οι οποίοι υπέβαλαν εμπρόθεσμα τις εγγυήσεις που ζητήθηκαν από το Λειτουργό της Αγοράς κατά τους παρελθόντες 60 μήνες, ενώ θα προσαυξάνεται με σταθερό ποσοστό ΠΠ‰ για κάθε ημέρα καθυστερήσεως υποβολής των

εγγυήσεων. Αν ένας Συμμετέχων υπέβαλε τμήμα της απαιτούμενης εγγυήσεως τότε η προσαύξηση θα είναι αντιστρόφως ανάλογη του ασφαλιστέου ποσού που καλύφθηκε με μεγίστη τιμή το ΠΠ‰.

Ο Συντελεστής Ποινής λαμβάνει τιμή 1 για τους Προμηθευτές που το ισχύον, κάθε φορά, θεσμικό πλαίσιο ορίζει ως Προμηθευτές τελευταίου καταφυγίου.

Στον ΠΙΝ. 2 παρακάτω παρουσιάζεται μια ενδεικτική μορφή ενός Πίνακα Ποσών Εγγυήσεως. Στον πίνακα αυτόν και για λόγους απλότητας παρουσιάζεται, για όλες τις κατηγορίες Συμμετεχόντων, μια συνάρτηση για τους Συντελεστές Διαρκείας.

2.4.3 Υπολογισμός ύψους οφειλομένων εγγυήσεων

Στη διάρκεια κάθε ημερολογιακού έτους Ν, ο Λειτουργός της Αγοράς προβαίνει δύο φορές στον υπολογισμό του ύψους των ποσών των οφειλομένων εγγυήσεων για όλους τους Συμμετέχοντες. Ειδικότερα,

- μέχρι την 10η Μαρτίου του έτους Ν ολοκληρώνονται οι υπολογισμοί και ανακοινώνονται προς τους υπόχρεους τα ύψη των απαιτούμενων εγγυήσεων για την περίοδο από 1ης Απριλίου έως και 30ης Σεπτεμβρίου του έτους Ν,
- μέχρι την 10η Σεπτεμβρίου του έτους Ν ολοκληρώνονται οι υπολογισμοί και ανακοινώνονται προς τους υπόχρεους τα ύψη των απαιτούμενων εγγυήσεων για την περίοδο από 1ης Οκτωβρίου του έτους Ν έως και 31ης Μαρτίου του έτους Ν+1.

Για τον υπολογισμό του ύψους της εγγύησης για τον ΗΕΠ χρησιμοποιούνται ιστορικά στοιχεία της εκκαθαρίσεως ΗΕΠ των τελευταίων μηνών καθώς και τα στοιχεία του ισχύοντος Πίνακα Ποσών Εγγυήσεως . Πιο συγκεκριμένα,

- για την περίοδο από 1ης Απριλίου έως και 30ης Σεπτεμβρίου του έτους Ν χρησιμοποιούνται στοιχεία από την εκκαθάριση ΗΕΠ που αφορούν στην περίοδο από την 1η Οκτωβρίου του έτους Ν-1 έως και την 28η Φεβρουαρίου (ή ανάλογα με το έτος 29η Φεβρουαρίου) του έτους Ν καθώς και τα στοιχεία του Πίνακα Ποσών Εγγυήσεως που ανακοινώθηκαν πριν το τέλος του έτους Ν-1 και ισχύουν για τους σχετικούς υπολογισμούς που εκτελούνται στη διάρκεια του έτους Ν, ενώ
- για την περίοδο από 1ης Οκτωβρίου του έτους Ν έως και 31ης Μαρτίου του έτους Ν+1 χρησιμοποιούνται στοιχεία από την εκκαθάριση ΗΕΠ που αφορούν στην περίοδο από την 1η Απριλίου του έτους Ν έως και την 31η Αυγούστου του έτους Ν καθώς και τα στοιχεία του Πίνακα Ποσών Εγγυήσεως που ανακοινώθηκαν πριν το τέλος του έτους Ν-1 και ισχύουν για τους σχετικούς υπολογισμούς που εκτελούνται στη διάρκεια του έτους Ν.

Η διαδικασία καθορισμού του ύψους των απαιτουμένων εγγυήσεων για τον ΗΕΠ περιλαμβάνει τα ακόλουθα στάδια:

- Με βάση τα ιστορικά στοιχεία των εκκαθαρίσεων ΗΕΠ των προαναφερθέντων χρονικών περιόδων προσδιορίζεται για όλους τους Συμμετέχοντες:
  - η Μέση Ημερησία Χρέωσή τους στο πλαίσιο του ΗΕΠ ($ΜΗΧ_{ΗΕΠ,Σ}$) καθώς και,
  - η Συνολική Ποσότητα Ενέργειας σε MWh που εντάχθηκε στα προγράμματα ΗΕΠ ($ΣΠΕ_{Σ}$).
- Οι Συμμετέχοντες κατατάσσονται στις διάφορες κατηγορίες Συμμετεχόντων του ισχύοντος Πίνακα Ποσών Εγγυήσεως με βάση τη $ΣΠΕ_{Σ}$.
- Για κάθε Συμμετέχοντα υπολογίζεται ένας Συντελεστής Διαρκείας ($ΣΔ_{Σ}$), ένας Συντελεστής Οικονομικού Κινδύνου ($ΣΟΚ_{Σ}$) και ένας Συντελεστής Ποινής ($ΣΠ_{Σ}$). Ο υπολογισμός γίνεται με βάση την κατηγορία Συμμετέχοντα στην οποία ταξινομήθηκε, τη Συνολική Ποσότητα Ενέργειας του και λαμβάνοντας υπόψη τα σχετικά στοιχεία του ισχύοντος Πίνακα Ποσών Εγγυήσεως.

- Για κάθε Συμμετέχοντα υπολογίζεται ένας μοναδικός Συντελεστής Χρηματοπιστωτικού Κινδύνου ($ΣΧΠΚ_{Σ}$) ο οποίος προκύπτει ως το γινόμενο του αντιστοιχούντος σε αυτόν Συντελεστού Διαρκείας, του Συντελεστού Οικονομικού Κινδύνου και του Συντελεστού Ποινής.
- Το ύψος της απαιτουμένης εγγυήσεως ΗΕΠ για κάθε Συμμετέχοντα ($ΕΓΓ\text{-}ΗΕΠ_{Σ}$) υπολογίζεται ως το γινόμενο των ακολούθων παραγόντων:
  - της αντιστοιχούσης σε αυτόν ιστορικής $ΜΗΧ_{ΗΕΠ,Σ}$,
  - του υπολογισθέντος με τον πιο πάνω τρόπο $ΣΧΠΚ_{Σ}$, και
  - του αριθμού ΝΗ ο οποίος απεικονίζει τον αριθμό των ημερών δυο τυπικών μηνών (δηλ. 60) ή του αριθμού 14 ο οποίος αντιπροσωπεύει τον αριθμό των ημερών δυο ημερολογιακών εβδομάδων στην περίπτωση που ο Συμμετέχων αιτηθεί με δήλωσή του στο Λειτουργό της Αγοράς, την οποία κοινοποιεί στη ΡΑΕ, την εβδομαδιαία εξόφληση των οφειλών του στο πλαίσιο της Διαδικασίας Εκκαθαρίσεως Λογαριασμών ΗΕΠ.

Διευκρινίζεται ότι η $ΜΗΧ_{ΗΕΠ,Σ}$ υπολογίζεται ως ο μέσος όρος των ημερησίων, μη μηδενικών. χρεοπιστώσεων στο πλάισιο της εκκαθαρίσεως ΗΕΠ που υπολογίστηκαν για τον Συμμετέχοντα Σ κατά τις προαναφερθείσες χρονικές περιόδους.

Η εξίσωση που περιγράφει το ύψος της απαιτουμένης εγγυήσεως ΗΕΠ για κάθε Συμμετέχοντα είναι η ακόλουθη:

$$ΕΓΓ\text{-}ΗΕΠ_{Σ} = ΜΗΧ_{ΗΕΠ,Σ} \text{ x } ΣΧΠΚ_{Σ} \text{ x } ΝΗ$$

όπου:

$$ΣΧΠΚ_{Σ} = ΣΔ_{Σ} \text{ x } ΣΟΚ_{Σ} \text{ x } ΣΠ_{Σ}$$

$$ΝΗ = 60 \text{ ή } 14$$

2.4.4 Υπολογισμός ύψους οφειλομένων εγγυήσεων για νέους Συμμετέχοντες

Με βάση τις προβλέψεις της παραγράφου 1 του Άρθρου 91 του ΚΣΗΕ για την εγγραφή ενός νέου Συμμετέχοντα στο Μητρώο Συμμετεχόντων απαιτείται η παροχή εγγυήσεων για την κάλυψη του συνόλου των υποχρεώσεών του στο πλαίσιο της Συμβάσεως Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας. Ελλείψει ιστορικών στοιχείων εκκαθάρισης για έναν νέο Συμμετέχοντα, διαφοροποιείται ο υπολογισμός του ύψους των εγγυήσεων που οφείλει να καταθέσει προς το Λειτουργό της Αγοράς.

Ειδικότερα, το ύψος της απαιτουμένης εγγυήσεως για τον ΗΕΠ υπολογίζεται ως το 0,25% της μεγίστης εγγυήσεως για τον ΗΕΠ η οποία έχει υπολογιστεί για το εξάμηνο

- 1ης Απριλίου του έτους Ν έως 30ης Σεπτεμβρίου του έτους Ν ή
- 1ης Οκτωβρίου του έτους Ν έως 31ης Μαρτίου του έτους Ν+1

ανάλογα σε ποιο από τα 2 εξάμηνα ανήκει η ημερομηνία εγγραφής του Συμμετέχοντα στο Μητρώο Συμμετεχόντων.

Η περίοδος ισχύος της εγγυήσεως για τον ΗΕΠ θα είναι τουλάχιστον τρεις μήνες από την ημερομηνία εγγραφής του νέου Συμμετέχοντα στο Μητρώο Συμμετεχόντων και σε κάθε περίπτωση μέχρι την επομένη 31η Μαρτίου ή 30η Σεπτεμβρίου ανάλογα με την ημερομηνία εγγραφής.

Αν ο νέος Συμμετέχων αρχίσει να δραστηριοποιείται στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας σε χρόνο μεταγενέστερο από το χρόνο λήξεως των παραπάνω εγγυήσεων, τότε μετά τον πρώτο ημερολογιακό μήνα δραστηριοποιήσεως ο Λειτουργός της Αγοράς καλεί το νέο Συμμετέχοντα να υποβάλλει νέες εγγυήσεις του

ίδιου ύψους με τις παραπάνω και με περίοδο ισχύος τουλάχιστον τρεις μήνες και σε κάθε περίπτωση μέχρι την επομένη 31η Μαρτίου ή 30η Σεπτεμβρίου ανάλογα με την ημερομηνία ενάρξεως της δραστηριοποιήσεώς του.

Με τη συμπλήρωση των πρώτων τριών μηνών δραστηριοποιήσεως του νέου Συμμετέχοντα, ο Λειτουργός της Αγοράς προβαίνει σε υπολογισμό του ύψους των δυο απαιτουμένων εγγυήσεων χρησιμοποιώντας τα ιστορικά στοιχεία εκκαθάρισης της περιόδου αυτής και με βάση τη μέση ημερήσια χρεοπίστωση ΗΕΠ προκειμένου για τον υπολογισμό της εγγυήσεως για τον ΗΕΠ και τη μέση μηνιαία χρεοπίστωση για τον υπολογισμό της εγγυήσεως για τις εκτός ΗΕΠ δοσοληψίες.

Σε περίπτωση που η διαφορά μεταξύ των υπολογισθέντων υψών των δυο εγγυήσεων και των υψών των αντιστοίχων κατατεθειμένων υπερβαίνει το 20% των κατατεθειμένων, ο Λειτουργός της Αγοράς θα καλέσει το νέο Συμμετέχοντα να προβεί στην παροχή συμπληρωματικών εγγυήσεων με περίοδο ισχύος μέχρι την επομένη 31η Μαρτίου ή 30η Σεπτεμβρίου ανάλογα με την ημερομηνία που συμπληρώθηκε το πρώτο τρίμηνο δραστηριοποιήσεως του νέου Συμμετέχοντα.

Ο υπολογισμός του ύψους των απαιτουμένων εγγυήσεων για τις επόμενες εξαμηνιαίες περιόδους ισχύος από το εξάμηνο που ανήκει η παραπάνω τρίμηνη περίοδος, εκτελείται όπως και για τους υπόλοιπους Συμμετέχοντες.

2.4.5 Εγγυητικές επιστολές

Σύμφωνα με το άρθρο 91 των Μεταβατικών Διατάξεων του ΚΣΗΕ η εγγυητική επιστολή που καταθέτει ο Συμμετέχων για την παροχή εγγύησης πρέπει να είναι ανέκκλητη, να έχει εκδοθεί από αναγνωρισμένη τράπεζα που λειτουργεί νόμιμα σε χώρα-μέλος της Ευρωπαικής Ένωσης, να έχει τον τύπο και το περιεχόμενο που καθορίζεται από τον Λειτουργό της Αγοράς (υπόδειγμα στο Παράρτημα VIII) και να επιτρέπει τμηματικές αναλήψεις από τον Λειτουργό της Αγοράς για την εξόφληση χρηματικών υποχρεώσεων του Συμμετέχοντα προς αυτόν που προκύπτουν από τη διαδικασία Εκκαθάρισης ΗΕΠ.

ΠΙΝ. 2: Ενδεικτική μορφή ενός Πίνακα Ποσών Εγγυήσεως.

ΠΙΝΑΚΑΣ ΠΟΣΩΝ ΕΓΓΥΗΣΕΩΣ						
Κατηγορία Συμμετέχοντα	**Συντελεστής Διαρκείας (%)**	**Αριστερό άκρο Κατηγορίας Συμμετέχοντα**		**Δεξιό άκρο Κατηγορίας Συμμετέχοντα**		**Συντελεστής Ποινής**
		Συνολική Ποσότητα Ενέργειας ΗΕΠ (MWh)	**Συντελεστής Οικονομικού Κινδύνου (%)**	**Συνολική Ποσότητα Ενέργειας ΗΕΠ (MWh)**	**Συντελεστής Οικονομικού Κινδύνου (%)**	
$1_η$	$ΠΣΔ_{min}\% + (1-Μ_Σ/60) * (1- ΠΣΔ_{min}\ \%)$ για $Μ_Σ<60$ $ΠΣΔ_{min}\%$ για $Μ_Σ>60$ όπου: $Μ_Σ$ ο αριθμός μηνών για το Συμμετέχοντα Σ με μη μηδενική δραστηριότητα από την ημερομηνία εγγραφής του στο Μητρώο Συμμετεχόντων μέχρι την πρώτη ημέρα της περιόδου ισχύος της εγγυήσεως	$0\%*max(ΣΠΕ_{01/04/N-30/09/N,Σ})$	$ΣΟΚ_{Α,Κ1}$	$π_1\%*max(ΣΠΕ_{01/04/N-30/09/N,Σ})$	$ΣΟΚ_{Δ,Κ1}$	Επιβάλλεται προσαύξηση ΠΠ‰ για κάθε ημέρα καθυστερήσεως υποβολής των εγγυήσεων κατά τους τελευταίους 60 μήνες.
$2_η$		$π_1\%*max(ΣΠΕ_{01/04/N-30/09/N,Σ})$	$ΣΟΚ_{Α,Κ2}$	$π_2\%*max(ΣΠΕ_{01/04/N-30/09/N,Σ})$	$ΣΟΚ_{Δ,Κ2}$	
$3_η$		$π_2\%*max(ΣΠΕ_{01/04/N-30/09/N,Σ})$	$ΣΟΚ_{Α,Κ3}$	$π_3\%*max(ΣΠΕ_{01/04/N-30/09/N,Σ})$	$ΣΟΚ_{Δ,Κ3}$	
…………..		……………………..	…..	……………………..	…..	
$i_η$		$π_{i-1}\%*max(ΣΠΕ_{01/04/N-30/09/N,Σ})$	$ΣΟΚ_{Α,Κi}$	$π_i\%*max(ΣΠΕ_{01/04/N-30/09/N,Σ})$	$ΣΟΚ_{Δ,Κi}$	
…………..		……………………..	…..	……………………..	…..	
$μ_η$		$π_{μ-1}\%*max(ΣΠΕ_{01/04/N-30/09/N,Σ})$	$ΣΟΚ_{Α,Κμ}$	$100\%*max(ΣΠΕ_{01/04/N-30/09/N,Σ})$	$ΣΟΚ_{Δ,Κμ}$	

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3 - ΗΜΕΡΗΣΙΟΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟΣ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΙΣΜΟΣ

3.1 Εισαγωγή

3.1.1 Γενικά

Ο Ημερήσιος Ενεργειακός Προγραμματισμός (ΗΕΠ) είναι η ημερήσια διαδικασία επίλυσης της αγοράς η οποία λαμβάνει χώρα την προηγούμενη ημέρα της Ημέρας Κατανομής. Η Ημέρα Κατανομής είναι μία ημερολογιακή ημέρα σε ώρες Ελλάδας. Αποτελείται από έναν αριθμό ωριαίων Περιόδων Κατανομής, συνήθως 24, εκτός από τις “μικρές” και “μεγάλες” ημέρες το φθινόπωρο και την άνοιξη αντίστοιχα, όπου η τοπική ώρα μεταβάλλεται μία ώρα μπροστά και πίσω αντίστοιχα. Η μικρή Ημέρα Κατανομής αποτελείται από 23 Περιόδους Κατανομής (απουσιάζει η ώρα από τις 03:00 ως τις 04:00), και η μεγάλη Ημέρα Κατανομής αποτελείται από 25 Περιόδους Κατανομής (η ώρα από τις 03:00 ως τις 04:00 εμφανίζεται δύο φορές).

3.1.2 Αντικείμενο ΗΕΠ

Το αντικείμενο του Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού περιλαμβάνει τα κάτωθι:

α. κατάρτιση ενός βέλτιστου προγράμματος ένταξης μονάδων και έγχυσης ενέργειας για την εξυπηρέτηση της ζήτησης ενέργειας για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής, με τρόπο ώστε να μεγιστοποιείται το κοινωνικό πλεόνασμα (διαφορά του κοινωνικού οφέλους από το συνολικό κόστος παραγωγής),

β. κατάρτιση προγραμμάτων Επικουρικών Υπηρεσιών ώστε να καλύπτονται οι σχετικές ανάγκες για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής στο ελάχιστο συνολικό κόστος,

γ. προσδιορισμός της Οριακής Τιμής Παραγωγής σε κάθε Λειτουργική Ζώνη για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής,

δ. υπολογισμός της Οριακής Τιμής του Συστήματος (ΟΤΣ) για την ενέργεια, για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής, και

ε. υπολογισμός των Τιμών Εφεδρείας για κάθε τιμολογούμενη Επικουρική Υπηρεσία για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής.

3.1.3 Συμμετοχή στον ΗΕΠ

Στα πλαίσια της συμμετοχής στον ΗΕΠ εκτελούνται τα ακόλουθα:

α. υποβολή μη τιμολογούμενων Δηλώσεων Φορτίου για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής από τους Εκπροσώπους Φορτίου για τους Πελάτες που καταναλώνουν ενέργεια εντός της Ελληνικής Επικράτειας,

β. υποβολή τιμολογούμενων Δηλώσεων Φορτίου για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής από τους Συμμετέχοντες, όταν αυτοί είναι είτε κάτοχοι Φυσικών Δικαιωμάτων Μεταφοράς (ΦΔΜ) είτε αντισυμβαλλόμενοι κατόχων ΦΔΜ, για εξαγωγές ενέργειας,

γ. υποβολή τιμολογούμενων Δηλώσεων Φορτίου για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής από Παραγωγούς για αντλητικές μονάδες σε λειτουργία άντλησης,

δ. υποβολή μη τιμολογούμενων Δηλώσεων Φορτίου για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής από τους από Παραγωγούς και τους Προμηθευτές για τα βοηθητικά φορτία των μονάδων όταν αυτά δεν καλύπτονται από την παραγωγή των μονάδων,

ε. υποβολή τιμολογούμενων Προσφορών Έγχυσης για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής από Παραγωγούς για τις Κατανεμόμενες Μονάδες,

στ. υποβολή τιμολογούμενων Προσφορών Έγχυσης για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής από το Λειτουργό της Αγοράς για τις Συμβεβλημένες Μονάδες. Οι τιμολογούμενες προσφορές ενέργειας για τις Συμβεβλημένες Μονάδες πρέπει να είναι σύμφωνες με τις τιμές της σχετικής σύμβασης,

ζ. υποβολή τιμολογούμενων Προσφορών Έγχυσης για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής από τους Συμμετέχοντες, όταν αυτοί είναι είτε κάτοχοι Φυσικών Δικαιωμάτων Μεταφοράς (ΦΔΜ), είτε αντισυμβαλλόμενοι κατόχων (ΦΔΜ), για εισαγωγές ενέργειας,

η. υποβολή μη τιμολογούμενων Προσφορών Έγχυσης για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής από το Λειτουργό της Αγοράς για τις μονάδες του Μητρώου ΑΠΕ και ΣΗΘ/ΣΗΘΥΑ (εφεξής Μονάδες ΑΠΕ και ΣΗΘ/ΣΗΘΥΑ), τις Κατανεμόμενες Μονάδες ΣΗΘΥΑ και τις Μονάδες σε δοκιμαστική λειτουργία.

θ. υποβολή Δηλώσεων Διαχείρισης Υδάτινων Πόρων για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής από τους Παραγωγούς για τις Υδροηλεκτρικές Μονάδες, συμπεριλαμβανομένων των Υδροηλεκτρικών Μονάδων Άντλησης,

ι. υποβολή τιμολογούμενων Προσφορών Εφεδρειών για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής από Παραγωγούς για τις Κατανεμόμενες Μονάδες,

ια. υποβολή τιμολογούμενων Προσφορών Εφεδρειών για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής από το Διαχειριστή του Συστήματος για τις Συμβεβλημένες Μονάδες. Οι τιμολογούμενες προσφορές εφεδρειών για τις Συμβεβλημένες μονάδες πρέπει να είναι σύμφωνες με τις τιμές της σχετικής σύμβασης,

ιβ. υποβολή Δηλώσεων Προτεραιότητας Κατανεμόμενης Μονάδας ΣΗΘΥΑ (ΚΜΣ) από κατόχους άδειας παραγωγής Κατανεμόμενων Μονάδων ΣΗΘΥΑ,

ιγ. υποβολή Δηλώσεων Ολικής ή Μερικής Μη Διαθεσιμότητας για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής από τους Παραγωγούς για κάθε μονάδα, και

ιδ. υποβολή Δηλώσεων Τεχνοοικονομικών Στοιχείων από τους Παραγωγούς για τις μονάδες.

3.1.4 Δομή Κεφαλαίου

Η δομή του Κεφαλαίου έχει ως εξής:

Στην παράγραφο 3.2 περιγράφονται οι ενέργειες του Διαχειριστή του Συστήματος πριν την κατάρτιση του ΗΕΠ: η διαχείριση των διασυνδέσεων, ο υπολογισμός των συντελεστών απωλειών, ο προσδιορισμός των

περιορισμών μεταξύ των λειτουργικών ζωνών του συστήματος, η πρόβλεψη του φορτίου και της παραγωγής από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ) και ΣΗΘ/ΣΗΘΥΑ, η παραγωγή από κατανεμόμενες μονάδες ΣΗΘΥΑ, ο προσδιορισμός των απαιτήσεων για επικουρικές υπηρεσίες, και η δημοσιοποίηση των προβλεπομένων στοιχείων.

Στην παράγραφο 3.3 περιγράφονται τα δεδομένα εισόδου του ΗΕΠ από τον Λειτουργό της Αγοράς και τους Συμμετέχοντες, καθώς ο έλεγχος εγκυρότητας των δεδομένων αυτών και οι χρεώσεις λόγω μη νόμιμων προσφορών και δηλώσεων.

Στην παράγραφο 3.4 παρουσιάζεται ο χρονικός ορίζοντας προγραμματισμού του ΗΕΠ, τα δεδομένα εισόδου, οι απώλειες του συστήματος μεταφοράς και του δικτύου διανομής, η μεθοδολογία επίλυσης του ΗΕΠ, και η μεθοδολογία συνεκτίμησης των απωλειών εγχύσεως και φορτίου.

Στην παράγραφο 3.5 περιγράφονται τα αποτελέσματα του ΗΕΠ, που συνίστανται στον προγραμματισμό των μονάδων παραγωγής, των εισαγωγών και εξαγωγών, των τιμολογούμενων φορτίων, τη διάθεση υπηρεσιών επικουρικών υπηρεσιών από τις μονάδες παραγωγής, και τις τιμές ενέργειας, πρωτεύουσας εφεδρείας και εύρους δευτερεύουσας ρύθμισης.

Στην παράγραφο 3.6 περιγράφονται οι δραστηριότητες του Λειτουργού της Αγοράς μετά την κατάρτιση του Προγράμματος ΗΕΠ: η δημοσιοποίηση του ημερήσιου προγράμματος, τα δεδομένα εξόδου που μεταφέρονται στην ημερήσια εκκαθάριση, καθώς και τα δεδομένα που μεταφέρονται στο Πρόγραμμα Κατανομής του Διαχειριστή του Συστήματος.

Στην παράγραφο 3.7 περιγράφεται ο έλεγχος ενεργοποίησης των Περιορισμών Μεταφοράς μεταξύ των λειτουργικών ζωνών του συστήματος.

Στην παράγραφο 3.8 περιγράφονται οι διάφορες ενέργειες κατά τη διάρκεια καταστάσεων εκτάκτου ανάγκης: η δήλωση έκτακτης ανάγκης, οι ενέργειες του Λειτουργού της Αγοράς και οι διοικητικά οριζόμενες τιμές.

Τέλος, στην παράγραφο 3.9 περιγράφεται η δημοσίευση των στοιχείων του συστήματος συναλλαγών ηλεκτρική ενέργειας.

3.2 Δραστηριότητες που Προηγούνται του Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού

3.2.1 Διαχείριση Διασυνδέσεων

Το διασυνδεδεμένο σύστημα μεταφοράς της Ελλάδας επικοινωνεί με AC γραμμές μεταφοράς στα βόρεια σύνορα με την Αλβανία, τη FYROM και τη Βουλγαρία, στα ανατολικά με την Τουρκία, και με σύνδεση HVDC (καλώδιο) με την Ιταλία. Για την εμπορική εκμετάλλευση των γραμμών μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας έχουν εκπονηθεί Οδηγίες από την Ευρωπαϊκή Επιτροπή και έχουν θεσμοθετηθεί Κανονισμοί Δημοπρασιών από το Διαχειριστή του Συστήματος και τους αντίστοιχους διαχειριστές των όμορων χωρών [4], [5], [6], [7].

Οι Συμμετέχοντες που ενδιαφέρονται να εισάγουν ή να εξάγουν ενέργεια στο ελληνικό σύστημα πρέπει να εξασφαλίσουν Φυσικά Δικαιώματα Μεταφοράς (ΦΔΜ) στις διασυνδέσεις. Όσον αφορά τη χρήση τους στην Ελληνική αγορά, τα ΦΔΜ διακρίνονται σε μακροχρόνια και βραχυχρόνια.

Μακροχρόνια και βραχυχρόνια ΦΔΜ

Τα ΦΔΜ που εκχωρούνται από το Διαχειριστή του Συστήματος σε Ετήσια και Μηνιαία βάση θεωρούνται μακροχρόνια ΦΔΜ. Αντίθετα, τα ΦΔΜ που εκχωρούνται σε Ημερήσια βάση, θεωρούνται βραχυχρόνια. Σε περίπτωση που κάποιο δικαίωμα εκδίδεται από όμορο Διαχειριστή σε κάποια χρονική βάση που δεν εντάσσεται στις παραπάνω, η διάκριση ανάμεσα σε βραχυχρόνιο και μακροχρόνιο ΦΔΜ γίνεται βάσει του τύπου της Δημοπρασίας με την οποία ο Διαχειριστής του Ελληνικού Συστήματος εκχώρησε την αντίστοιχη Ικανότητα Μεταφοράς.[2]

Παρόλα αυτά, όσον αφορά τη χρήση των ΦΔΜ στην Ελληνική αγορά και ανεξάρτητα από το Διαχειριστή που κατένειμε τα ΦΔΜ, οι διαδικασίες και οι προθεσμίες που προβλέπονται για τον προγραμματισμό τόσο των προγραμμάτων ανταλλαγών όσο και των ποσοτήτων ενέργειας που θα εισαχθούν στην Ελληνική επικράτεια ή θα εξαχθούν από αυτή, καθορίζονται βάσει του ισχύοντος Ελληνικού νομικού και ρυθμιστικού πλαισίου.[3] Στα πλαίσια αυτά, ο Διαχειριστής του Συστήματος προσδιορίζει και υποβάλλει στο Λειτουργό της Αγοράς τις μακροχρόνιες και βραχυχρόνιες δεσμευμένες ικανότητες μεταφοράς των διασυνδέσεων, τις ποσότητες ενέργειας που αντιστοιχούν σε επιβεβαιωμένες δηλώσεις χρήσης μακροχρονίων δικαιωμάτων και τις διαθέσιμες ικανότητες μεταφοράς των διασυνδέσεων σύμφωνα με τις προβλέψεις των σχετικών Κανονισμών Πρόσβασης στις Διασυνδέσεις [4], [5], [6], [7], τον ΚΔΣ [2] και το αντίστοιχο Εγχειρίδιό του.

3.2.1.1 Συμμετέχοντες με Δικαίωμα Υποβολής Προγραμμάτων

Οι ακόλουθοι Συμμετέχοντες έχουν δικαίωμα υποβολής προγραμμάτων στις διασυνδέσεις σύμφωνα με τους όρους των αδειών τους:

---

[2] *Για παράδειγμα, κάποιοι Διαχειριστές εκχωρούν ΦΔΜ σε εβδομαδιαία βάση και δε διαθέτουν διαδικασία εκχώρησης ΦΔΜ σε Ημερήσια βάση. Δεδομένου ότι η αντίστοιχη ποσότητα ΦΔΜ που εκχωρείται από το Διαχειριστή του Ελληνικού Συστήματος, εκχωρείται σε ημερήσια βάση, τα προαναφερθέντα εβδομαδιαία ΦΔΜ θεωρούνται, όσον αφορά τη μεταχείρισή τους στην Ελληνική αγορά, ως βραχυχρόνια.*

[3] *Για παράδειγμα, αν σε μία διασύνδεση i χρησιμοποιείται από συμμετέχοντα μακροχρόνιο ΦΔΜ εκχωρηθέν από όμορο Διαχειριστή, η προθεσμία υποβολής της δήλωσης χρήσης του στο Διαχειριστή του Ελληνικού Συστήματος είναι αυτή που ισχύει και για τα αντίστοιχα ΦΔΜ που εκχωρούνται από το Διαχειριστή του Ελληνικού Συστήματος για την διασύνδεση i, όπως αυτή αναφέρεται στους σχετικούς Κανονισμούς Δημοπρασιών που εκδίδονται από αυτόν. Επίσης, αν υφίσταται θέμα προτεραιότητας ένταξης του μακροχρονίου ΦΔΜ έναντι κάποιου βραχυχρονίου ΦΔΜ, ανεξαρτήτως του εκδότη του ΦΔΜ, ισχύει η πρόβλεψη προτεραιότητας του μακροχρονίου ΦΔΜ, όπως αυτή προβλέπεται στον ΚΔΣ.*

- Οι κάτοχοι αδειών προμήθειας ή εμπορίας ηλεκτρικής ενέργειας μπορούν να προγραμματίζουν εισαγωγές, εξαγωγές ή διαμετακόμιση ενέργειας μέσω των διασυνδέσεων.
- Οι κάτοχοι αδειών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας μπορούν να προγραμματίζουν εξαγωγές ενέργειας μέσω των διασυνδέσεων, και
- Οι Αυτοπρομηθευόμενοι Πελάτες μπορούν να προγραμματίζουν εισαγωγές ενέργειας μέσω των διασυνδέσεων αποκλειστικά για δική τους χρήση.

3.2.1.2 Υπολογισμός Καθαρής Ικανότητας Μεταφοράς στις Διασυνδέσεις

Ο Διαχειριστής του Συστήματος υπολογίζει μετά από συνεργασία με τους γειτονικούς διαχειριστές, την Καθαρή Ικανότητα Μεταφοράς (NTC) κάθε διασύνδεσης, για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής, ξεχωριστά για τις εισαγωγές και τις εξαγωγές ενέργειας, σύμφωνα με τις προβλέψεις του ΚΔΣ και του εγχειριδίου του, και στη συνέχεια υποβάλλει τις ως άνω τιμές στο Λειτουργό της Αγοράς εντός της προθεσμίας που αναφέρεται στους Κώδικες.

3.2.2 Υπολογισμός Συντελεστών Απωλειών

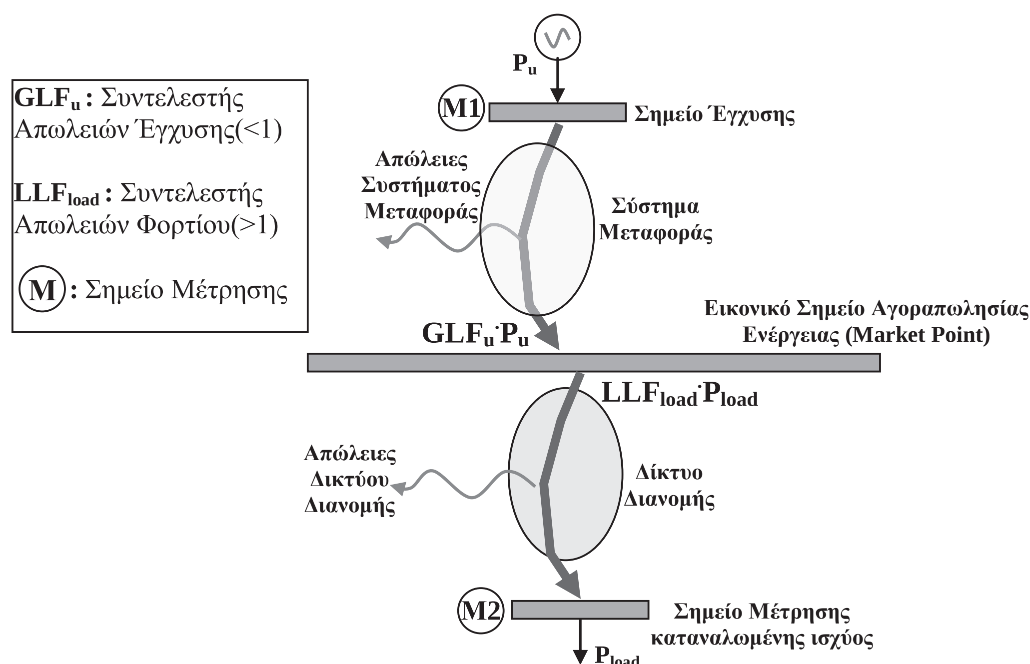
Στην Ελληνική Αγορά ΗΕ, οι απώλειες του συστήματος μεταφοράς επιμερίζονται στους παραγωγούς των συμβατικών μονάδων (όχι ΑΠΕ) και στους εισαγωγείς ενέργειας, ενώ οι απώλειες του δικτύου διανομής επιμερίζονται στους Προμηθευτές.

Η μεθοδολογία του Μηχανισμού Επίλυσης ΗΕΠ εφαρμόζεται στο εικονικό σημείο αγοραπωλησίας ενέργειας ΗΕΠ (market point), δηλαδή το ισοζύγιο προσφοράς και ζήτησης ενέργειας εξασφαλίζεται σε αυτό το σημείο. Οι εγχύσεις και οι καταναλώσεις ισχύος μετρούνται σε συγκεκριμένα σημεία του Συστήματος (σημεία μέτρησης στο ΣΧΗΜΑ 1).

Όπως γίνεται προφανές από το ΣΧΗΜΑ 1 παρακάτω, η παραγόμενη ισχύς από τις γεννήτριες του Συστήματος αλλά και η απορροφούμενη ισχύς από τα φορτία πρέπει να αναπροσαρμοστούν κατάλληλα ώστε να ληφθούν υπόψη οι απώλειες του Συστήματος Μεταφοράς καθώς και του Δικτύου Διανομής, αντίστοιχα. Για το λόγο αυτό υπολογίζονται οι συντελεστές απωλειών εγχύσεως, GLF_u, αλλά και οι συντελεστές απωλειών φορτίου, LLF_{load}. Οι Συντελεστές Απωλειών Έγχυσης μετατρέπουν τις προσφορές έγχυσης ενέργειας στο σύστημα μεταφοράς (στα σημεία μέτρησης, Μ1) σε ισοδύναμη καθαρή ενέργεια (αφαιρώντας τις απώλειες μεταφοράς) που παραδίδεται στο εικονικό σημείο αγοραπωλησίας ενέργειας του ΗΕΠ. Ομοίως, οι Συντελεστές Απωλειών Φορτίου μετατρέπουν τις δηλώσεις φορτίου των Προμηθευτών ενέργειας στο δίκτυο διανομής (σημεία μέτρησης) σε ισοδύναμη καταναλισκόμενη ενέργεια στο εικονικό σημείο αγοραπωλησίας ενέργειας ΗΕΠ (λαμβάνοντας υπόψη τις απώλειες διανομής).

Με τον τρόπο αυτό, απώλειες μεταφοράς και διανομής λαμβάνονται υπόψη πολλαπλασιάζοντας τις εγχύσεις ενέργειας με τους Συντελεστές Απωλειών Έγχυσης και τις καταναλώσεις ενέργειας με τους Συντελεστές Απωλειών Φορτίου.

Οι Συντελεστές Απωλειών Έγχυσης εφαρμόζονται επί των εγχύσεων, στα σημεία μέτρησης, Μ1, των μονάδων παραγωγής που συνδέονται στο σύστημα μεταφοράς καθώς επίσης και στις εισαγωγές ενέργειας από τις διασυνδέσεις. Οι εξαγωγές, τα κατανεμόμενα φορτία (αντλίες) και το φορτίο των Πελατών που συνδέονται στο σύστημα μεταφοράς (150 kV και 400 kV), εφόσον αυτό το φορτίο δε συνδέεται απευθείας με μονάδες παραγωγής π.χ. βιομηχανικό ή βοηθητικό φορτίο σταθμού, θεωρείται ότι συνδέεται απευθείας στο εικονικό σημείο αγοραπωλησίας ενέργειας ΗΕΠ. Οι Συντελεστές Απωλειών Φορτίου εφαρμόζονται στα φορτία που συνδέονται στο δίκτυο διανομής.



ΣΧΗΜΑ 1: Επίδραση των απωλειών μεταφοράς και διανομής

3.2.2.1 Πίνακας Συντελεστών Απωλειών Έγχυσης

Ο Πίνακας Συντελεστών Απωλειών Έγχυσης περιλαμβάνει τους ισχύοντες συντελεστές απωλειών έγχυσης που αφορούν τις εγχύσεις ενέργειας (στα σημεία μέτρησης) από τις μονάδες παραγωγής και από τις εισαγωγές ενέργειας στις διασυνδέσεις (μετρητές διασυνδέσεων). Οι αριθμητικές τιμές των συντελεστών απωλειών έγχυσης που ισχύουν για τις μονάδες παραγωγής και τις εισαγωγές ενέργειας είναι συνήθως μικρότερες της μονάδας (<1).

Οι συντελεστές απωλειών έγχυσης εξαρτώνται από την τοπολογία του Συστήματος Μεταφοράς, τις εγχύσεις/απορροφήσεις ενέργειας στους ζυγούς του Συστήματος και το επίπεδο φόρτισής του. Επειδή ο αριθμός των σημείων έγχυσης όπου πρέπει να υπολογιστούν οι συγκεκριμένοι συντελεστές είναι σημαντικά μεγάλος και επιπλέον οι αποκλίσεις μεταξύ γεωγραφικά συναφών κόμβων είναι σχετικά μικρές, κρίνεται χρήσιμη η ομαδοποίηση τους προς αποφυγή της δημιουργούμενης πολυπλοκότητας. Οι κομβικοί συντελεστές απωλειών έγχυσης ομαδοποιούνται με κριτήρια γεωγραφικά και εγγύτητας των τιμών τους για όλα τα επίπεδα φορτίου συστήματος που εξετάζονται. Με τον τρόπο αυτό ορίζονται οι Ζώνες Χρέωσης Απωλειών και υπολογίζονται οι ζωνικοί συντελεστές απωλειών. Όλοι οι ζυγοί που περιέχονται στην ίδια Ζώνη Χρέωσης Απωλειών χρεώνονται το ίδιο ποσοστό για τις απώλειες μεταφοράς, βάσει των ζωνικών συντελεστών απωλειών.

Οι τιμές των ζωνικών συντελεστών απωλειών όπως προκύπτουν από τους κομβικούς συντελεστές απωλειών έγχυσης παρουσιάζονται αναλυτικά σε ειδική Μελέτη η οποία διεξάγεται από το Διαχειριστή του Συστήματος κάθε δύο (2) έτη. Η μελέτη εγκρίνεται από τη ΡΑΕ και είναι σε ισχύ για τα επόμενα δύο (2) ημερολογιακά έτη. Η μελέτη αυτή μπορεί να τροποποιείται εντός του χρονικού διαστήματος ισχύος της σε περίπτωση σημαντικής αλλαγής μόνιμου χαρακτήρα στην τοπολογία του Συστήματος Μεταφοράς, όπως λόγω ένταξης νέας μονάδας παραγωγής ή διασυνδετικής γραμμής.

3.2.2.2 Πίνακας Συντελεστών Απωλειών Φορτίου

Ο Πίνακας Συντελεστών Απωλειών Φορτίου περιλαμβάνει τους ισχύοντες συντελεστές απωλειών που αντιστοιχούν στους μετρητές του δικτύου διανομής. Οι συντελεστές αυτοί εκφράζουν για κάθε μετρητή του δικτύου διανομής το κατά προσέγγιση ποσοστό που θα πρέπει να επαυξηθεί η ενέργεια που απορροφάται από αυτούς προκειμένου να ληφθούν υπόψη οι απώλειες του δικτύου διανομής που οφείλονται στην συγκεκριμένη απομάστευση ενέργειας.

Οι συντελεστές απωλειών φορτίου προσδιορίζονται με βάση ειδική μελέτη που εκπονείται από το Διαχειριστή του Συστήματος. Για τη μελέτη αυτή λαμβάνονται υπόψη οι συντελεστές απωλειών του Δικτύου που καθορίζονται από το Διαχειριστή Δικτύου, σύμφωνα με στατιστικά στοιχεία λειτουργίας του Δικτύου κατά τα δύο προηγούμενα έτη.

3.2.3 Περιορισμοί Μεταφοράς Μεταξύ Λειτουργικών Ζωνών του Συστήματος

3.2.3.1 Μελέτη Διαζωνικών Περιορισμών Μεταφοράς του Συστήματος

Σκοπός της Μελέτης Διαζωνικών Περιορισμών Μεταφοράς του Συστήματος είναι η ανάλυση και πρόβλεψη των περιπτώσεων ενεργοποίησης των Διαζωνικών Περιορισμών Μεταφοράς του Συστήματος, σε συσχέτιση με το φορτίο του Συστήματος, τη διαθεσιμότητα των Μονάδων παραγωγής, τη διαθεσιμότητα στοιχείων του εξοπλισμού του Συστήματος, και τα έργα ανάπτυξης του Συστήματος. Οι Διαζωνικοί Περιορισμοί Μεταφοράς του Συστήματος αναφέρονται στους περιορισμούς φόρτισης του εξοπλισμού του Συστήματος, τήρησης ορίων τάσης και περιθωρίου ευστάθειας τάσης, οι οποίοι περιορίζουν, στην περίπτωση ενεργοποίησής τους, τη δυνατότητα ροής ενέργειας από τα σημεία έγχυσης στο Σύστημα προς τα σημεία απορρόφησης από το Σύστημα.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος, με βάση τα συμπεράσματα που θα εξάγει από τη Μελέτη Διαζωνικών Περιορισμών Μεταφοράς του Συστήματος, μπορεί να προτείνει στη ΡΑΕ τις απαιτούμενες αλλαγές στον ορισμό των Λειτουργικών Ζωνών και στους περιορισμούς του συστήματος μεταφοράς.

Σημειώνεται ότι οι διαζωνικοί περιορισμοί μεταφοράς δεν έχουν ενεργοποιηθεί. Δύνανται να ενεργοποιηθούν κατόπιν σχετικής μελέτης από το Διαχειριστή του Συστήματος και ακόλουθης έγκρισης από τη Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας. Όλες οι αναφορές στις επιδράσεις τους που περιέχονται στο παρόν Εγχειρίδιο (π.χ. Διαφορετικές Οριακές Τιμές Βορρά – Νότου) γίνονται για την πληρότητα του Εγχειριδίου και την πλήρη απεικόνιση των διατάξεων του ΚΣΗΕ και του ΚΔΣ.

3.2.3.2 Πρόβλεψη Διαζωνικών Περιορισμών Μεταφοράς του Συστήματος

Σύμφωνα με τον ορισμό των Διαζωνικών Περιορισμών Μεταφοράς Συστήματος, που δίνεται στον ΚΔΣ, οι σημαντικότεροι λόγοι για τους οποίους ενδέχεται να περιορίζεται η μεταφορά ισχύος είναι:

- Τα θερμικά όρια των γραμμών μεταφοράς και των αυτομετασχηματιστών του Συστήματος.
- Τα όρια της τάσης του Συστήματος.
- Όρια ευστάθειας γωνίας (μεταβατική ή στατική ευστάθεια)

Οι παράμετροι που καθορίζουν τα παραπάνω όρια είναι:

- Το φορτίο του Συστήματος.
- Η κατάσταση του Συστήματος (στοιχεία εκτός λειτουργίας λόγω συντηρήσεων ή βλαβών).

- Οι Μονάδες Παραγωγής, όπως προκύπτουν από το Πρόγραμμα Κατανομής και η ισχύς (ενεργός και άεργος) που εγχέουν.

Για το Ελληνικό Σύστημα χρησιμοποιείται η οριοθέτηση δύο Λειτουργικών Ζωνών: της Βόρειας και της Νότιας Λειτουργικής Ζώνης.

3.2.3.3 Χρήση Διαζωνικών Περιορισμών Μεταφοράς του Συστήματος στον ΗΕΠ

Οι Διαζωνικοί Περιορισμοί Μεταφοράς του Συστήματος έχουν προβλεφθεί για εφαρμογή κατά την επίλυση του ΗΕΠ. Ο Διαχειριστής του Συστήματος υποβάλλει στο Λειτουργό της Αγοράς καθημερινά το ισχύον όριο ροής ενεργού ισχύος σε κάθε «διάδρομο» μεταξύ των Λειτουργικών Ζωνών και προς κάθε κατεύθυνση εντός της προθεσμίας που αναφέρεται στους Κώδικες.

Στην περίπτωση κατά την οποία ένας διαζωνικός περιορισμός είναι «δεσμευτικός» (binding) κατά την επίλυση του ΗΕΠ, οι Οριακές Τιμές Παραγωγής των αντίστοιχων Λειτουργικών Ζωνών ενδέχεται να είναι διαφορετικές, όπως αναλύεται στο Παράρτημα Ι (§ Ι.4.2).

3.2.4 Πρόβλεψη Φορτίου

Ο Διαχειριστής του Συστήματος χρησιμοποιεί λογισμικό βραχυπρόθεσμης πρόβλεψης φορτίου το οποίο προβλέπει την καμπύλη ηλεκτρικού φορτίου με βήμα μιας ώρας και χρονικό ορίζοντα πρόβλεψης από την επόμενη ώρα (συμπλήρωση της 24-ωρης καμπύλης φορτίου της τρέχουσας μέρας) μέχρι και επτά μέρες στο μέλλον.

Η πρόβλεψη φορτίου γίνεται στο εικονικό σημείο αγοραπωλησίας ενέργειας ΗΕΠ, επομένως δεν περιλαμβάνει τις απώλειες μεταφοράς. Επίσης, η πρόβλεψη φορτίου δεν περιλαμβάνει το τιμολογούμενο φορτίο (αυτό που προσφέρεται με τιμολογούμενες δηλώσεις φορτίου).

Καθημερινά υποβάλλει στο Λειτουργό της Αγοράς την πρόβλεψη φορτίου του συστήματος και την πρόβλεψη φορτίου για κάθε Λειτουργική Ζώνη και για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής εντός της προθεσμίας που αναφέρεται στους Κώδικες.

3.2.5 Πρόβλεψη Παραγωγής από Μονάδες ΑΠΕ και ΣΗΘ/ΣΗΘΥΑ

Ο Διαχειριστής του Συστήματος προβλέπει την παραγωγή ενέργειας από Μονάδες ΑΠΕ και ΣΗΘ/ΣΗΘΥΑ για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής, βασιζόμενος σε κατάλληλο λογισμικό πρόβλεψης, προβλέψεις ανέμου/καιρού, στατιστικές πληροφορίες για το ιστορικό της παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ και άλλες σχετικές πληροφορίες.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος υποβάλλει στο Λειτουργό της Αγοράς καθημερινά τις προβλέψεις του για την παραγωγή ενέργειας από Μονάδες ΑΠΕ και ΣΗΘ/ΣΗΘΥΑ για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής, εντός της προθεσμίας που αναφέρεται στον ΚΣΗΕ και τον ΚΔΣ.

3.2.6 Παραγωγή από Κατανεμόμενες Μονάδες ΣΗΘΥΑ

Οι κάτοχοι άδειας παραγωγής Κατανεμόμενων Μονάδων ΣΗΘΥΑ υποβάλλουν στο Λειτουργό της Αγοράς Δηλώσεις Προτεραιότητας ΚΜΣ έως και δώδεκα (12) ώρες πριν τη Λήξη της Προθεσμίας Υποβολής της Ημέρας Κατανομής στην οποία αναφέρονται. Σε αυτές καθορίζεται, για κάθε Κατανεμόμενη Μονάδα ΣΗΘΥΑ και για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής αναφοράς της Δήλωσης, η ποσότητα ε-

νέργειας που εντάσσεται στον ΗΕΠ κατά προτεραιότητα. Η ποσότητα αυτή δεν μπορεί να είναι μεγαλύτερη της αντίστοιχης Ποσότητας Προτεραιότητας Κατανεμόμενης Μονάδας ΣΗΘΥΑ, E_p, όπως αυτή ορίζεται στην Απόφαση Έγκρισης Ειδικών Λειτουργικών Όρων της ΡΑΕ. Η Δήλωση Προτεραιότητας ΚΜΣ πρέπει να συνοδεύεται, για κάθε περίπτωση παρέκκλισης από την Ποσότητα E_p, από σχετική τεκμηρίωση η οποία βασίζεται αποκλειστικά σε μειωμένη διαθεσιμότητα της Μονάδας και από υποβολή αντίστοιχης Δήλωσης Ολικής ή Μερικής Μη Διαθεσιμότητας της Μονάδας κατά το Άρθρο 39 του ΚΣΗΕ.
Για τις Δηλώσεις Προτεραιότητας ΚΜΣ δύναται να υποβληθούν στο Λειτουργό της Αγοράς αιτήσεις τροποποίησης έως και δύο (2) ώρες και τριάντα (30) λεπτά πριν τη λήξη της προθεσμίας υποβολής. Οι αιτήσεις τροποποίησης πρέπει να συνοδεύονται από τεκμηρίωση της αναγκαιότητας τροποποίησης η οποία να βασίζεται αποκλειστικά σε μειωμένη διαθεσιμότητα της εκάστοτε Μονάδας σε σχέση με την ισχύουσα κατά την υποβολή της Δήλωσης Προτεραιότητας ΚΜΣ και από υποβολή αντίστοιχης Δήλωσης Ολικής ή Μερικής Μη Διαθεσιμότητας της Μονάδας κατά το Άρθρο 39 του ΚΣΗΕ. Ο Λειτουργός της Αγοράς αποφαίνεται επί της αίτησης τροποποίησης Δήλωσης Προτεραιότητας ΚΜΣ έως και μία (1) ώρα και σαράντα πέντε (45) λεπτά πριν τη λήξη της προθεσμίας υποβολής. Σε περίπτωση που ο Λειτουργός της Αγοράς διαπιστώσει συστηματική υποβολή αιτημάτων τροποποίησης Δηλώσεων Προτεραιότητας ΚΜΣ, ενημερώνει σχετικά τη ΡΑΕ.

Οι Δηλώσεις Προτεραιότητας ΚΜΣ και οι ενδεχόμενες τροποποιήσεις αυτών υποβάλλονται στο Λειτουργό της Αγοράς μέσω κατάλληλου αρχείου σε μορφή XML.

3.2.7 Καθορισμός αναγκών Επικουρικών Υπηρεσιών

3.2.7.1 Ορισμοί Επικουρικών Υπηρεσιών

Επικουρικές υπηρεσίες είναι οι υπηρεσίες που απαιτούνται για τη μεταφορά της ηλεκτρικής ενέργειας μέσω του Συστήματος από τα σημεία έγχυσης στα σημεία κατανάλωσης και για τη διασφάλιση της ποιότητας παροχής της ηλεκτρικής ενέργειας μέσω του Συστήματος. Ο αναλυτικός ορισμός κάθε Επικουρικής Υπηρεσίας, ο τρόπος μέτρησης και η διαδικασία ποσοτικού και ποιοτικού ελέγχου τους από το Διαχειριστή του Συστήματος καθορίζονται σύμφωνα με τους εκάστοτε κανονισμούς του ENTSO-E, λαμβάνοντας υπόψη τις ιδιαιτερότητες λειτουργίας του ελληνικού Συστήματος.

Διακρίνονται οι ακόλουθες επιμέρους Επικουρικές Υπηρεσίες:

1) Πρωτεύουσα Ρύθμιση και Εφεδρεία,
2) Δευτερεύουσα Ρύθμιση και Εύρος,
3) Τριτεύουσα Ρύθμιση και Στρεφόμενη Εφεδρεία,
4) Τριτεύουσα Μη Στρεφόμενη Εφεδρεία,
5) Στατή Εφεδρεία,
6) Ρύθμιση Τάσης,
7) Επανεκκίνηση του Συστήματος.

Οι επιμέρους Επικουρικές Υπηρεσίες των στοιχείων 1) έως και 4) ανωτέρω αναφέρονται συνοπτικά ως Επικουρικές Υπηρεσίες Ρύθμισης Συχνότητας και Ενεργού Ισχύος.

Κατά τις διαδικασίες της Λειτουργίας της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας λαμβάνονται υπόψη μόνο οι Επικουρικές Υπηρεσίες Πρωτεύουσας Ρύθμισης και Εφεδρείας, Δευτερεύουσας Ρύθμισης και Εύρους, Τριτεύουσας Ρύθμισης και Στρεφόμενης Εφεδρείας, και Τριτεύουσας μη Στρεφόμενης Εφεδρείας. Για τις υπηρεσίες αυτές δημιουργούνται οι ανάλογες απαιτήσεις στα πλαίσια του ΗΕΠ, του ΠΚ και της ΚΠΧ. Οι

απαιτήσεις αυτές εισάγονται στα αντίστοιχα προβλήματα βελτιστοποίησης ως περιορισμοί. Οι περιορισμοί αυτοί περιγράφονται μαθηματικά στο Παράρτημα Ι. Περισσότερες πληροφορίες σχετικά με τις Επικουρικές Υπηρεσίες βρίσκονται στο αντίστοιχο Εγχειρίδιο του Κώδικα Διαχείρισης.

Σημειώνεται ότι, ειδικά για τη Δευτερεύουσα Εφεδρεία, δημιουργείται ένα εκτεταμένο σύνολο απαιτήσεων (άνω, κάτω, γρήγορης και συνολικής δευτερεύουσας εφεδρείας). Η διάκρισή τους είναι ως προς το χρόνο (ταχύτητα παροχής της εφεδρείας) και την κατεύθυνση μεταβολής της παραγωγής (άνω ή κάτω). Οι έννοιες αυτές παρουσιάζονται και τοποθετούνται μαθηματικά στις παραγράφους των περιορισμών του προβλήματος ΗΕΠ πιο κάτω, καθώς και στο Παράρτημα Ι (§§ 3.4.9.2, 3.4.9.3, Ι.2.2.6, Ι.3.2.2.19).

Ο προγραμματισμός και η διαχείριση των Επικουρικών Υπηρεσιών διενεργούνται από το Διαχειριστή του Συστήματος με τρόπο ώστε να ελαχιστοποιούνται οι συνολικές δαπάνες κάλυψης των απαιτήσεων για τις υπηρεσίες αυτές.

3.2.7.2 Καθορισμός αναγκών Ρύθμισης Συχνότητας και Ενεργού Ισχύος

Ο Διαχειριστής του Συστήματος προσδιορίζει τις ανάγκες επικουρικών υπηρεσιών του συστήματος, για κάθε είδος επικουρικής υπηρεσίας και για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής, ως εξής:

α. Ο Διαχειριστής του Συστήματος προσδιορίζει τις απαιτήσεις πρωτεύουσας εφεδρείας ώστε να διασφαλίζει ότι η συχνότητα θα διατηρείται εντός των καθορισμένων ορίων, λαμβάνοντας υπόψη τους κανόνες του ENTSO-E και τα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά του Ελληνικού συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας.

β. Ο Διαχειριστής του Συστήματος προσδιορίζει τις απαιτήσεις Δευτερεύουσας Εφεδρείας (προς τα πάνω και προς τα κάτω) ώστε να διασφαλίζει επαρκή έλεγχο και ρύθμιση ισχύος προκειμένου να διατηρεί σε χαμηλό επίπεδο τις αποκλίσεις της συχνότητας και του προγράμματος των καθαρών ανταλλαγών ισχύος του συστήματος και να ικανοποιεί τα καθορισμένα όρια απόδοσης για τη λειτουργία ελέγχου περιοχής. Οι απαιτήσεις δευτερεύουσας εφεδρείας (προς τα πάνω και προς τα κάτω) μπορεί να μεταβάλλονται κατά τη διάρκεια της Ημέρας Κατανομής ώστε να προσαρμόζονται στο προβλεπόμενο σχήμα φορτίου και ιδίως στους διαφορετικούς ρυθμούς με τους οποίους το φορτίο μεταβάλλεται κατά τη διάρκεια της ημέρας. Για παράδειγμα, η προς τα επάνω δευτερεύουσα εφεδρεία μπορεί να είναι μεγαλύτερη κατά τη διάρκεια των πρώτων πρωινών ωρών, όταν το φορτίο αυξάνεται, ενώ η προς τα κάτω δευτερεύουσα εφεδρεία μπορεί να είναι μεγαλύτερη κατά τη διάρκεια των απογευματινών ωρών όταν το φορτίο μειώνεται.

γ. Ο Διαχειριστής του Συστήματος προσδιορίζει τις απαιτήσεις τριτεύουσας εφεδρείας για να διασφαλίζει επαρκή έλεγχο ισχύος και ικανή εφεδρεία έναντι διαταραχών ώστε να ανταποκρίνεται σε διαταραχές και να αποκαθιστά το εύρος ρύθμισης εντός των καθορισμένων χρονικών ορίων απόκρισης σε διαταραχές. Η απαιτούμενη τριτεύουσα εφεδρεία αποτελείται από στρεφόμενη και μη στρεφόμενη εφεδρεία. Η στρεφόμενη εφεδρεία παρέχεται από μονάδες παραγωγής που λειτουργούν (είναι συγχρονισμένες) και διαθέτουν μη φορτισμένη ικανότητα ισχύος ενώ η μη στρεφόμενη εφεδρεία παρέχεται από μονάδες παραγωγής που είναι εκτός λειτουργίας αλλά μπορούν να συγχρονιστούν στο σύστημα εντός των καθορισμένων χρονικών ορίων απόκρισης σε διαταραχές.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος υποβάλλει καθημερινά στο Λειτουργό της Αγοράς τις ανάγκες εφεδρείας για κάθε είδος επικουρικής υπηρεσίας και για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής εντός της προθεσμίας που αναφέρεται στους Κώδικες.

3.2.7.3 Υποχρεώσεις Παροχής Πρωτεύουσας Ρύθμισης και Εφεδρείας

Για τις ανάγκες της Πρωτεύουσας Ρύθμισης και Εφεδρείας οι κάτοχοι άδειας παραγωγής Μονάδων μέγιστης ικανότητας παραγωγής μεγαλύτερης των 2 MW υποχρεούνται να λειτουργούν τις Μονάδες τους που συγχρονίζονται στο Σύστημα συνεχώς υπό τον έλεγχο ρυθμιστή φορτίου Μονάδας. Εξαιρούνται οι Μονάδες ΑΠΕ και ΣΗΘ/ΣΗΘΥΑ. Μονάδα μπορεί παροδικά να απαλλάσσεται της υποχρέωσης αυτής μόνο αν χορηγηθείεξαίρεση από το Διαχειριστή του Συστήματος κατά τις προβλέψεις του ΚΔΣ.

3.2.7.4 Υποχρεώσεις Παροχής Δευτερεύουσας Ρύθμισης και Εύρους

Οι Μονάδες που έχουν καταχωρημένη ικανότητα μεγαλύτερη των 60 MW υποχρεούνται να παρέχουν Δευτερεύουσα Ρύθμιση και Εύρος λειτουργώντας υπό Αυτόματη Ρύθμιση Παραγωγής (ΑΡΠ), εφόσον παραμένουν εντός της περιοχής ελέγχου που ορίζεται στα Δηλωμένα Χαρακτηριστικά τους. Εξαιρούνται οι Μονάδες ΑΠΕ και ΣΗΘ/ΣΗΘΥΑ. Μονάδα μπορεί παροδικά να απαλλάσσεται της υποχρέωσης αυτής μόνο αν χορηγηθεί εξαίρεση από το Διαχειριστή του Συστήματος κατά τις προβλέψεις του ΚΔΣ.

3.2.8 Δημοσιοποίηση Στοιχείων πριν από τον Ημερήσιο Ενεργειακό Προγραμματισμό

Ο Λειτουργός της Αγοράς δημοσιεύει στην ιστοσελίδα του τα σχετικά με τον ΗΕΠ δεδομένα που προβλέπονται στον ΚΣΗΕ εντός των προθεσμιών που αναφέρονται εκεί και παρουσιάζονται αναλυτικά στον ΠΙΝ. 1.

3.3 Δεδομένα Εισόδου Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού

Στην παράγραφο αυτή παρουσιάζονται τα δεδομένα εισόδου του ΗΕΠ που πρέπει να υποβληθούν στο Σύστημα Επίλυσης ΗΕΠ, τα οποία διακρίνονται σε δεδομένα εισόδου του Λειτουργού της Αγοράς και δεδομένα εισόδου των Συμμετεχόντων. Στα δεδομένα εισόδου του Λειτουργού της Αγοράς περιλαμβάνονται οι ποσότητες ενέργειας και εφεδρειών που αντιστοιχούν στις απαιτήσεις και προβλέψεις του Διαχειριστή του Συστήματος και στις Δηλώσεις Προτεραιότητας Κατανεμόμενων Μονάδων ΣΗΘΥΑ (ΚΜΣ). Στα δεδομένα εισόδου των Συμμετεχόντων περιλαμβάνονται οι Προσφορές Έγχυσης, οι Δηλώσεις Φορτίου, οι Προσφορές Εφεδρειών, οι Δηλώσεις Μη Διαθεσιμότητας και οι Δηλώσεις Τεχνοοικονομικών Στοιχείων των Μονάδων Παραγωγής.

3.3.1 Δεδομένα Εισόδου από το Λειτουργό της Αγοράς

Σε αυτό το Τμήμα παρουσιάζονται τα στοιχεία τα οποία ο Λειτουργός της Αγοράς πρέπει να υποβάλλει στην αγορά του ΗΕΠ. Τα στοιχεία αυτά είναι οι ποσότητες ενέργειας και εφεδρείας που αντιστοιχούν στις σχετικές απαιτήσεις και προβλέψεις του Διαχειριστή του Συστήματος και οι μη-τιμολογούμενες προσφορές έγχυσης: α) για υδροηλεκτρικές μονάδες, β) για Κατανεμόμενες Μονάδες ΣΗΘΥΑ, γ) για την προβλεπόμενη παραγωγή ενέργειας των μονάδων ΑΠΕ και ΣΗΘ/ΣΗΘΥΑ, και δ) για την αναμενόμενη παραγωγή ενέργειας από μονάδες σε δοκιμαστική λειτουργία.

3.3.1.1 Απαιτήσεις και Προβλέψεις του ΗΕΠ

Ο Διαχειριστής του Συστήματος υποβάλλει σαν είσοδο στην επίλυση του ΗΕΠ την πρόβλεψη φορτίου (*δες* § 3.2.4), την πρόβλεψη αναγκών εφεδρειών (*δες* § 3.2.7), την καθαρή ικανότητα μεταφοράς των διασυνδέσεων (*δες* § 3.2.1.2), και, εάν υφίστανται, τους διαζωνικούς περιορισμούς μεταφοράς μεταξύ των Λειτουργικών Ζωνών του συστήματος (*δες* § 3.2.3).

3.3.1.2 Προσφορές Έγχυσης που υποβάλλονται από το Λειτουργό της Αγοράς

Για κάθε Περίοδο Κατανομής κάθε Ημέρας Κατανομής, ο Λειτουργός της Αγοράς υποβάλλει στο Σύστημα Επίλυσης ΗΕΠ τις κάτωθι μη-τιμολογούμενες προσφορές έγχυσης:

α. Μη-τιμολογούμενες προσφορές έγχυσης για κάθε υδροηλεκτρική μονάδα, συμπεριλαμβανομένων και των αντλητικών μονάδων σε λειτουργία γεννήτριας, οι οποίες αντιστοιχούν στην υποχρεωτική λειτουργία τέτοιων μονάδων σύμφωνα με την αντίστοιχη Εβδομαδιαία Δήλωση Υποχρεωτικής Λειτουργίας των Υδροηλεκτρικών Μονάδων (Εβδομαδιαία Δήλωση Υποχρεωτικών Νερών του Άρθρου 28 του ΚΣΗΕ). Τα δεδομένα αυτά μπορούν να τροποποιηθούν από τον παραγωγό εντός της προθεσμίας που αναφέρεται στον ΚΣΗΕ και στον ΠΙΝ. 1.

β. Μη-τιμολογούμενες προσφορές έγχυσης για την προβλεπόμενη παραγωγή ενέργειας από τις Μονάδες ΑΠΕ και ΣΗΘ/ΣΗΘΥΑ.

γ. Μη-τιμολογούμενες προσφορές έγχυσης για την κατά προτεραιότητα εντασσόμενη στον ΗΕΠ παραγωγή από Κατανεμόμενες Μονάδες ΣΗΘΥΑ σύμφωνα με τις Δηλώσεις Προτεραιότητας ΚΜΣ.

δ. Μη-τιμολογούμενες προσφορές έγχυσης για μονάδες σε δοκιμαστική λειτουργία. Οι Παραγωγοί στέλνουν στο Διαχειριστή του Συστήματος τις εγχύσεις ενέργειας που προτίθενται να κάνουν προκειμένου να εκτελέσουν τις δοκιμές τους για κάθε Περίοδο Κατανομής κάθε Ημέρας Κατανομής. Ο Διαχειριστής του Συστήματος υποβάλλει τις εγκεκριμένες ποσότητες εγχύσεων ενέργειας των Μονάδων σε δοκιμαστική λειτουργία στο Λειτουργό της Αγοράς, ο οποίος με την σειρά του υποβάλλει μη-τιμολογούμενες προσφορές έγχυσης.

Οι παραπάνω προσφορές έγχυσης υποβάλλονται από το Λειτουργό της Αγοράς εντός της προθεσμίας που αναφέρεται στον ΚΣΗΕ και στον ΠΙΝ. 1.

3.3.2 Δεδομένα Εισόδου Συμμετέχοντα

Σε αυτό το Τμήμα παρουσιάζονται τα δεδομένα εισόδου τα οποία οι Συμμετέχοντες οφείλουν να υποβάλλουν στο Λειτουργό της Αγοράς. Τα δεδομένα αυτά είναι οι Προσφορές Έγχυσης, οι Δηλώσεις Φορτίου, οι Προσφορές Εφεδρειών, οι Δηλώσεις Μη Διαθεσιμότητας των μονάδων και οι Δηλώσεις Τεχνοοικονομικών Στοιχείων.

Τα δεδομένα αυτά υποβάλλονται από τους Συμμετέχοντες κατευθείαν στο Πληροφοριακό Σύστημα της Αγοράς με αναφόρτωση (upload). Για την ασφαλή σύνδεση των Συμμετεχόντων στην Πλατφόρμα και την ταυτοποίησή τους παρέχεται στους Συμμετέχοντες όνομα χρήστη, κωδικός πρόσβασης και ηλεκτρονικό κλειδί ασφαλείας (RSA security ID).

Σε περίπτωση που κάποιος συμμετέχων αντιμετωπίζει προβλήματα κατά τη διαδικασία σύνδεσής του με την πλατφόρμα του Πληροφοριακού συστήματος της Αγοράς, μπορεί να χρησιμοποιήσει την εναλλακτική υποβολή των σχετικών αρχείων μέσω ηλεκτρονικής αλληλογραφίας, αποστέλλοντάς τα από συγκεκριμένη ηλεκτρονική διεύθυνση που έχει πρότερα δηλωθεί και καταχωρηθεί στην πλατφόρμα, στην ηλεκτρονική διεύθυνση market@desmie.gr.[4]

Σε περίπτωση που κάποιος Συμμετέχων αντιμετωπίζει προβλήματα τόσο με τη σύνδεσή του στην πλατφόρμα του Πληροφοριακού Συστήματος της Αγοράς όσο και με την εναλλακτική υποβολή των αρχείων μέσω ηλεκτρονικής αλληλογραφίας στην ως άνω διεύθυνση, πρέπει να επικοινωνήσει άμεσα, με οποιο-

[4] *Επισημαίνεται ότι η ηλεκτρονική αυτή διεύθυνση χρησιμοποιείται αποκλειστικά για την εναλλακτική υποβολή των δεδομένων εισόδων των Συμμετεχόντων σε περίπτωση αδυναμίας σύνδεσης με την πλατφόρμα. Δεν αποτελεί μέσο γενικής επικοινωνίας με το Λειτουργό της Αγοράς. Επίσης, δεν αποτελεί βασικό μέσο υποβολής αρχείων καθώς δεν παρέχει την ασφάλεια της σύνδεσης με την πλατφόρμα.*

δήποτε τρόπο (ηλεκτρονική αλληλογραφία, τηλεφωνικά, κτλ) και σαφώς πριν την λήξη της προθεσμίας υποβολής των ως άνω αρχείων, με το αρμόδιο προσωπικό του Λειτουργού της Αγοράς και να ενημερώσει σχετικά με τους λόγους αδυναμίας υποβολής των αρχείων του. Διευκρινίζεται ότι η ενημέρωση αυτή σε καμία περίπτωση δεν τον απαλλάσσει από τις υποχρεώσεις του στα πλαίσια της Συμμετοχής του στην Αγορά. Επίσης, καθίσταται σαφές ότι, σε περίπτωση αδυναμίας σύνδεσης του Συμμετέχοντα στην πλατφόρμα του Πληροφοριακού Συστήματος της Αγοράς και εναλλακτικής υποβολής των αρχείων μέσω ηλεκτρονικής αλληλογραφίας στην ως άνω διεύθυνση, ο Λειτουργός της Αγοράς ουδεμία ευθύνη δε φέρει για ενδεχόμενη αποτυχία υποβολής των απαραίτητων δεδομένων εισόδου. Οι ενδεχόμενες επιλογές/συστάσεις του Λειτουργού της Αγοράς που παρουσιάζονται στη συνέχεια γίνονται αποκλειστικά για να συνδράμουν το Συμμετέχοντα στην υποβολή των δεδομένων εισόδου και δεν εξασφαλίζουν την εμπρόθεσμη και επιτυχή υποβολή ακόμη και αν ο Λειτουργός της Αγοράς δρα ως ενδιάμεσος (proxy).

Ανάλογα με τη φύση του τεχνικού προβλήματος του Συμμετέχοντα και τα χρονικά περιθώρια έως τη λήξη της προθεσμίας υποβολής των αρχείων, ο Λειτουργός της Αγοράς μπορεί να προτείνει εναλλακτικό ηλεκτρονικό τρόπο επικοινωνίας (π.χ. από/σε άλλη ηλεκτρονική διεύθυνση) ή/και να λειτουργήσει ως ενδιάμεσος (proxy) για την υποβολή των αρχείων.

Οι ενέργειες του Λειτουργού της Αγοράς ως ενδιάμεσου δεν εξασφαλίζουν τη μυστικότητα της υποβολής. Για το λόγο αυτό αντενδείκνυται η ευρεία χρησιμοποίησή της. Οι Συμμετέχοντες μπορούν να καταφεύγουν σε αυτή μόνο σε έκτακτες περιπτώσεις και εφόσον έχουν ήδη αποτύχει να υποβάλλουν άμεσα τα αρχεία τους με το βασικό (αναφόρτωση στην πλατφόρμα) και τον εναλλακτικό (αποστολή ηλεκτρονικής αλληλογραφίας στην πλατφόρμα) τρόπο υποβολής.

3.3.2.1 Προσφορές Έγχυσης

3.3.2.1.1 <u>Υποβολή Προσφορών Έγχυσης</u>

Οι Παραγωγοί οφείλουν να υποβάλλουν προσφορές έγχυσης για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής για τις μονάδες παραγωγής που αντιπροσωπεύουν. Οι Προμηθευτές και οι Αυτοπρομηθευόμενοι Πελάτες μπορούν να υποβάλλουν προσφορές έγχυσης για εισαγωγές ενέργειας στις διασυνδέσεις.

Οι Παραγωγοί υποχρεούνται να υποβάλλουν τιμολογούμενες προσφορές έγχυσης για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής για το σύνολο της παραγωγικής ικανότητας κάθε μονάδας παραγωγής που εκπροσωπούν, με εξαίρεση τις Περιόδους Κατανομής κατά τις οποίες η μονάδα είναι σε προγραμματισμένη συντήρηση ή πλήρως μη διαθέσιμη, όπως υποδεικνύεται στη δήλωση ολικής μη διαθεσιμότητας.

Σε Περιόδους Κατανομής κατά τις οποίες η μονάδα είναι μερικώς διαθέσιμη, όπως υποδεικνύεται στη δήλωση μερικής μη διαθεσιμότητας, οι Παραγωγοί θα πρέπει να υποβάλλουν προσφορές έγχυσης μόνο για την ισχύ της μονάδας η οποία είναι τεχνικά διαθέσιμη.

Σε περίπτωση μονάδας Αυτοπαραγωγού που δεν εμπίπτει στο πεδίο εφαρμογής του Άρθρου 35 του Νόμου 2773/1999, η προσφορά έγχυσης θα πρέπει να αφορά μόνο την Καθαρή Ισχύ της Μονάδας (NCAP).

Οι Προμηθευτές και οι Αυτοπρομηθευόμενοι Πελάτες μπορούν να υποβάλλουν τιμολογούμενες προσφορές έγχυσης για εισαγωγές ενέργειας στις διασυνδέσεις. Η συνολική ποσότητα ενέργειας των προσφορών έγχυσης εισαγωγών από Αυτοπρομηθευόμενους Πελάτες για όλες τις διασυνδέσεις δεν επιτρέπεται να υπερβαίνει την συνολική ποσότητα ενέργειας των Δηλώσεων Φορτίου που έχουν υποβάλει για την ίδια Περίοδο Κατανομής, σε όλες τις λειτουργικές ζώνες, αφού αυτές διορθωθούν με τους αντίστοιχους συντελεστές απωλειών.

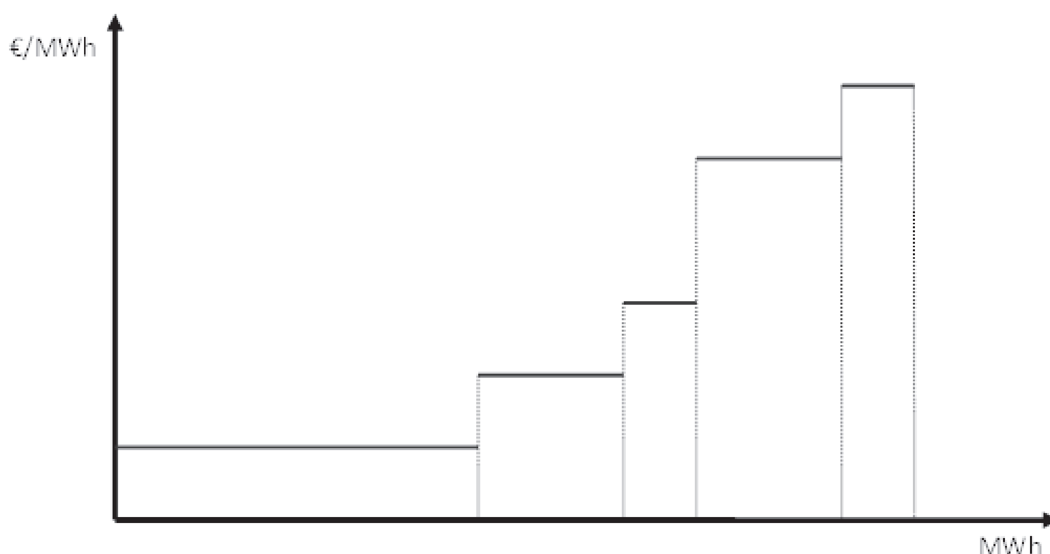
Οι παραπάνω Συμμετέχοντες υποβάλλουν ένα αρχείο XML στο πληροφοριακό σύστημα του ΗΕΠ, προκειμένου να συμμετάσχουν στον ΗΕΠ (βλέπε Παράρτημα ΙΙΙ, κωδικός αρχείου = 7). Το αρχείο XML παράγεται μέσω ενός μετατροπέα, τον οποίο δίνει ο Λειτουργός της Αγοράς στους Συμμετέχοντες, από αρχείο Excel σε αρχείο XML. Το αρχείο XML βασίζεται στο πρότυπο "ETSO Scheduling System" (ESS). Ο Λειτουργός της Αγοράς παρέχει επίσης στους Συμμετέχοντες το αρχείο "XML Schema Definition" (XSD), που χρησιμοποιείται για την παραγωγή του αρχείου XML.

3.3.2.1.2 Περιεχόμενο Προσφορών Έγχυσης

Προσφορές Έγχυσης υποβάλλονται για εισαγωγές και για μονάδες παραγωγής. Το περιεχόμενο των προσφορών έγχυσης των δύο αυτών τύπων παρουσιάζεται παρακάτω.

Εισαγωγές: Οι τιμολογούμενες προσφορές έγχυσης για εισαγωγές ενέργειας περιλαμβάνουν, για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής και για κάθε διασύνδεση, μία κλιμακωτή συνάρτηση τιμής και ποσότητας ηλεκτρικής ενέργειας, κάθε βαθμίδα της οποίας αποτελείται από ένα ζεύγος ποσότητας ενέργειας σε MWh και τιμής σε €/MWh. Η συνάρτηση αυτή μπορεί να περιλαμβάνει έως δέκα βαθμίδες, με την απαίτηση οι τιμές της ενέργειας για τις διαδοχικές βαθμίδες να είναι μονότονα γνήσια αύξουσες. Οι τιμές όλων των βαθμίδων πρέπει να είναι μη-αρνητικές.

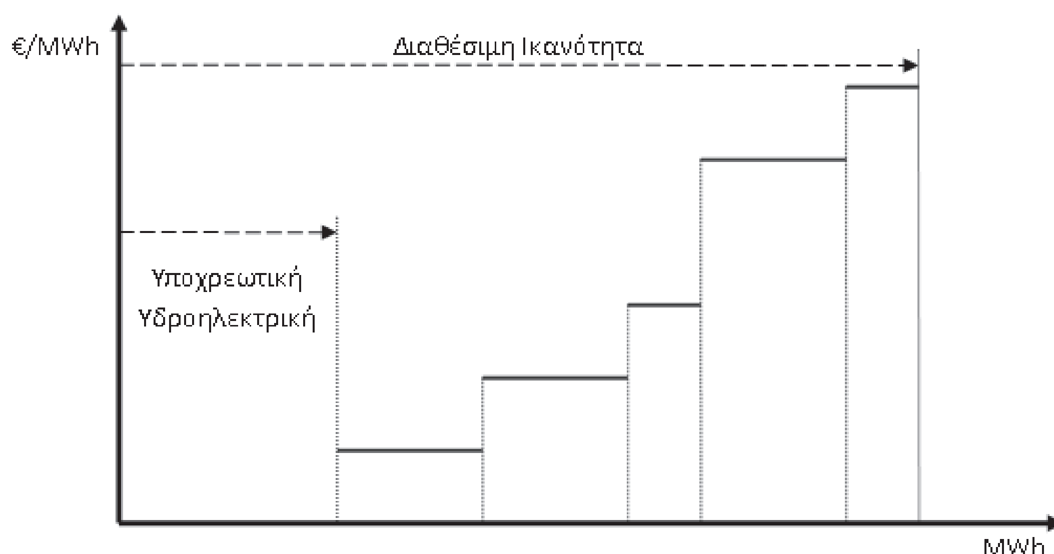
Πρέπει να σημειωθεί ότι οι ποσότητες ενέργειας που περιλαμβάνονται σε μία Προσφορά Έγχυσης για εισαγωγές ενός Συμμετέχοντα σε μία διασύνδεση αντιστοιχούν στο σύνολο των προγραμμάτων εισαγωγών (με όλους τους Αντισυμβαλλόμενους του Συμμετέχοντα από την άλλη πλευρά των διασυνδέσεων) που ο Συμμετέχων επιθυμεί να υλοποιήσει στη διασύνδεση αυτή. Για τις ποσότητες ενέργειας που περιλαμβάνονται σε μία Προσφορά Έγχυσης για εισαγωγές ο Συμμετέχων υποχρεούται να διαθέτει ίσο ή μεγαλύτερο αριθμό αντίστοιχων ΦΔΜ.



ΣΧΗΜΑ 2: **Παράδειγμα Τιμολογούμενης Προσφοράς Εγχυσης για μία εισαγωγή**

Μονάδες Παραγωγής: Οι τιμολογούμενες προσφορές έγχυσης για μονάδες παραγωγής περιλαμβάνουν, για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής, μία κλιμακωτή συνάρτηση τιμής και ποσότητας ηλεκτρικής ενέργειας, κάθε βαθμίδα της οποίας αποτελείται από ένα ζεύγος ποσότητας ενέργειας σε MWh και τιμής σε €/MWh. Η συνάρτηση αυτή μπορεί να περιλαμβάνει έως δέκα βαθμίδες, με την απαίτηση οι τιμές της ενέργειας για τις διαδοχικές βαθμίδες να είναι μονότονα γνήσια αύξουσες. Οι τιμές όλων των βαθμίδων πρέπει να είναι μη-αρνητικές.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος καθορίζει ένα μοναδικό στοιχείο ταυτότητας παραγωγής για κάθε μονάδα παραγωγής, ώστε να τηρεί την αντιστοιχία των μονάδων παραγωγής με τους Παραγωγούς. Ειδικά για τις υδροηλεκτρικές μονάδες και τις αεριοστροβιλικές μονάδες συνδυασμένου ή ανοικτού κύκλου, όπου υφίσταται ισχυρή λειτουργική αλληλεξάρτηση, ο Διαχειριστής του Συστήματος μπορεί, κατόπιν αιτήσεως του κατόχου άδειας παραγωγής, να εγκρίνει την συσσωμάτωση αυτών των μονάδων στον ίδιο υδροηλεκτρικό σταθμό, ή στο ίδιο συγκρότημα μονάδων ΑΠΕ που βρίσκονται στην ίδια τοποθεσία, ή στον ίδιο αεριοστρόβιλο συνδυασμένου ή ανοικτού κύκλου. Σε αυτή την περίπτωση, ο Διαχειριστής του Συστήματος καθορίζει ένα μοναδικό στοιχείο ταυτότητας παραγωγής για το σύνολο όλων των μονάδων που έχουν συσσωματωθεί στον ίδιο υδροηλεκτρικό σταθμό, ή στον ίδιο αεριοστρόβιλο συνδυασμένου ή ανοικτού κύκλου.



ΣΧΗΜΑ 3: **Παράδειγμα Τιμολογούμενης Προσφοράς Εγχυσης για μονάδα παραγωγής**

Η ακρίβεια που χρησιμοποιείται στις προσφορές έγχυσης είναι της τάξεως των 0.001 €/MWh για τις τιμές και της τάξεως της 1 MWh για τις ποσότητες ενέργειας.

3.3.2.1.3 Τροποποίηση Προσφορών Έγχυσης

Μία προσφορά έγχυσης που αφορά μία δεδομένη Ημέρα υποβάλλεται από τους Συμμετέχοντες εντός της σχετικής Προθεσμίας Υποβολής όπως αυτή αναφέρεται στον ΚΣΗΕ και στον ΠΙΝ. 1. Η υποβληθείσα προσφορά έγχυσης μπορεί να αναθεωρηθεί πριν τη Λήξη της Προθεσμίας Υποβολής, μετά την οποία η προσφορά έγχυσης γίνεται δεσμευτική.

3.3.2.1.4 Αποδοχή Προσφορών Έγχυσης

Η επικύρωση των Προσφορών Έγχυσης γίνεται αυτόματα από το πληροφοριακό σύστημα της αγοράς κατά το χρόνο υποβολής της Προσφοράς Έγχυσης. Εάν μία Προσφορά Έγχυσης βρεθεί άκυρη, δεν γίνεται αποδεκτή και το πληροφοριακό σύστημα της αγοράς αποστέλλει στον αντίστοιχο Συμμετέχοντα μία αιτιολογημένη εξήγηση. Μετά την κοινοποίηση μη αποδοχής, ο Συμμετέχων πρέπει να διορθώσει ενδεχόμενα λάθη και να υποβάλλει ξανά την Προσφορά Έγχυσης μέχρι τη Λήξη της Προθεσμίας Υποβολής για τους Συμμετέχοντες.

Οι έγκυρες προσφορές έγχυσης γίνονται αποδεκτές με την Λήξη της Προθεσμίας Υποβολής για τους Συμμετέχοντες, μετά την οποία οι προσφορές έγχυσης γίνονται οικονομικά υποχρεωτικές μέχρι την έκδοση και κοινοποίηση του προγράμματος ΗΕΠ.

Αποτυχία υποβολής προσφοράς έγχυσης για διαθέσιμες μονάδες παραγωγής έως τη Λήξη της Προθεσμίας Υποβολής για τους Συμμετέχοντες, επισύρει κυρώσεις για μη συμμόρφωση.

3.3.2.2 Δηλώσεις Διαχείρισης Υδάτινων Πόρων

Οι Παραγωγοί που εκπροσωπούν υδροηλεκτρικές μονάδες, συμπεριλαμβανομένων των υδραντλητικών μονάδων, οφείλουν να υποβάλλουν τις ακόλουθες δηλώσεις διαχείρισης υδάτινων πόρων: α) εβδομαδιαία υποχρεωτική υδροηλεκτρική παραγωγή, και β) δωδεκάμηνη πρόβλεψη χρήσης νερών.

Οι δηλώσεις εβδομαδιαίας υποχρεωτικής υδροηλεκτρικής παραγωγής πρέπει να υποβάλλονται εντός της προθεσμίας που αναφέρεται στον ΚΣΗΕ και στον ΠΙΝ. 1, και να αναφέρονται σε περίοδο επτά (7) Ημερών όπως αυτή ορίζεται στον ΚΣΗΕ (Άρθρο 28). Η δήλωση εβδομαδιαίας υποχρεωτικής υδροηλεκτρικής παραγωγής για κάθε Υδροηλεκτρική Μονάδα και για κάθε Περίοδο Κατανομής των υπόψη επτά Ημερών Κατανομής περιλαμβάνει την ενέργεια που πρέπει να παραχθεί λόγω των ακόλουθων υποχρεωτικών λειτουργιών: α) ύδρευσης, β) άρδευσης, γ) οικολογικής παροχής και δ) αποφυγής υπερχείλισης. Η δήλωση εβδομαδιαίας υποχρεωτικής υδροηλεκτρικής παραγωγής αντιστοιχεί στο μη-τιμολογούμενο μέρος της προσφοράς έγχυσης από την αντίστοιχη υδροηλεκτρική μονάδα, και εντάσσεται στο πρόβλημα ΗΕΠ ως μη τιμολογούμενη προσφορά έγχυσης.

Οι δηλώσεις εβδομαδιαίας υποχρεωτικής υδροηλεκτρικής παραγωγής οφείλουν να συνοδεύονται από σχετική τεκμηρίωση και είναι ενδεικτικές. Οι αντίστοιχοι Παραγωγοί μπορούν να υποβάλλουν στο Διαχειριστή του Συστήματος αίτηση τροποποίησης των δηλώσεων εβδομαδιαίας υποχρεωτικής υδροηλεκτρικής παραγωγής μετά τη λήξη της προθεσμίας υποβολής τους, έως και δώδεκα (12) ώρες πριν τη λήξη της προθεσμίας υποβολής της Ημέρας Κατανομής που το υπό τροποποίηση στοιχείο αφορά, κατόπιν συνεννόησης με τους αντίστοιχους Γενικούς Γραμματείς Περιφέρειας, για λόγους που αφορούν την τεχνική λειτουργία της Μονάδας, έκτακτες συνθήκες και καταστάσεις που αφορούν τις υποχρεωτικές λειτουργίες, ή θέματα ασφαλείας. Ο Διαχειριστής του Συστήματος μπορεί να ζητήσει εκ των υστέρων πρόσθετες πληροφορίες, αν χρειαστεί, για αιτιολόγηση.

Οι Παραγωγοί που εκπροσωπούν υδροηλεκτρικές μονάδες πρέπει να στέλνουν ένα αρχείο XML με την εβδομαδιαία υποχρεωτική υδροηλεκτρική παραγωγή στο Διαχειριστή του Συστήματος (*δες* ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ ΙΙΙ, κωδικός αρχείου = 8), και ο Διαχειριστής του Συστήματος, αφού το ελέγξει και εγκρίνει τις συνολικές ποσότητες που εμπεριέχονται για κάθε υδροηλεκτρική μονάδα για την Ημέρα Κατανομής, υποβάλλει το αρχείο αυτό στο Πληροφοριακό Σύστημα της Αγοράς εντός της προθεσμίας που αναφέρεται στον ΠΙΝ. 1. Το αρχείο XML παράγεται μέσω ενός μετατροπέα, τον οποίο δίνει ο Διαχειριστής του Συστήματος στους Συμμετέχοντες, από αρχείο Excel σε αρχείο XML. Το αρχείο XML βασίζεται στο πρότυπο "ETSO Scheduling System" (ESS). Ο Διαχειριστής του Συστήματος παρέχει επίσης στους Συμμετέχοντες το αρχείο "XML Schema Definition" (XSD), που χρησιμοποιείται για την παραγωγή του αρχείου XML.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος είναι υπεύθυνος για τον έλεγχο και την αποδοχή των Δηλώσεων Διαχείρισης Υδάτινων Πόρων και των ενδεχόμενων αιτήσεων τροποποίησής τους, κατά τις διατάξεις του ΚΔΣ, και την υποβολή ή επικαιροποίησή τους στο Λειτουργό της Αγοράς σύμφωνα με το Άρθρο 51 του ΚΣΗΕ. Ο Λειτουργός της Αγοράς δημοσιεύει τις δηλώσεις εβδομαδιαίας υποχρεωτικής υδροηλεκτρικής παραγωγής για κάθε υδροηλεκτρική μονάδα σύμφωνα με το χρονοδιάγραμμα του ΠΙΝ. 1.

3.3.2.3 Δηλώσεις Φορτίου

Κατανεμόμενα και Μη Κατανεμόμενα Φορτία

Κατανεμόμενα Φορτία θεωρούνται τα φορτία για τα οποία υποβάλλεται τιμολογούμενη Δήλωση Φορτίου. Η ένταξή τους γίνεται σύμφωνα με την επίλυση των ΗΕΠ και ΠΚ και κατόπιν εντολής Κατανομής. Μη Κατανεμόμενα λέγονται τα Φορτία για τα οποία απαιτείται μη-τιμολογούμενη Δήλωση Φορτίου.

3.3.2.3.1 Υποβολή Δηλώσεων Φορτίου

Οι Εκπρόσωποι Φορτίου οφείλουν να υποβάλλουν δηλώσεις φορτίου για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής, για το φορτίο που εκπροσωπούν. Για τα μη κατανεμόμενα φορτία, οι Εκπρόσωποι Φορτίου σε αυτό το πλαίσιο είναι Προμηθευτές, Αυτοπρομηθευόμενοι Πελάτες και επίσης Παραγωγοί για το βοηθητικό φορτίο των μονάδων τους, σε περίπτωση που αυτό δε προέρχεται από την παραγόμενη από τις μονάδες αυτές ενέργεια. Για το κατανεμόμενο φορτίο, οι Εκπρόσωποι Φορτίου σε αυτό το πλαίσιο είναι Προμηθευτές για εξαγωγές ενέργειας και Προμηθευτές ή Παραγωγοί για αντλητικά φορτία.

Οι Εκπρόσωποι Φορτίου οφείλουν να υποβάλλουν ένα αρχείο XML με τη Δήλωση Φορτίου τους στο πληροφοριακό σύστημα της Αγοράς, προκειμένου να συμμετάσχουν στον ΗΕΠ (*δες* Παράρτημα ΙΙΙ, κωδικός αρχείου = 9 για Μη-Τιμολογούμενες Δηλώσεις Φορτίου και κωδικός αρχείου = 10 για Τιμολογούμενες Δηλώσεις Φορτίου). Το αρχείο XML παράγεται μέσω ενός μετατροπέα, τον οποίο δίνει ο Λειτουργός της Αγοράς στους Συμμετέχοντες, από αρχείο Excel σε αρχείο XML. Το αρχείο XML βασίζεται στο πρότυπο “ETSO Scheduling System” (ESS). Ο Λειτουργός της Αγοράς παρέχει επίσης στους Συμμετέχοντες το αρχείο “XML Schema Definition” (XSD), που χρησιμοποιείται για την παραγωγή του αρχείου XML.

Στους Εκπροσώπους Φορτίου αντιστοιχούν μετρητές φορτίου για τα φορτία τους, καθώς επίσης και Συντελεστές Συμμετοχής Φορτίου που περιγράφουν το μερίδιο του φορτίου τους σε σχέση με άλλους Εκπροσώπους Φορτίου για έναν δεδομένο μετρητή. Οι μετρητές φορτίου κατατάσσονται σε διάφορες κατηγορίες μετρητών ανάλογα με τον τύπο του φορτίου που συνδέεται σε αυτούς. Ο Διαχειριστής του Συστήματος διατηρεί την αντιστοιχία Εκπροσώπων Φορτίου και Μετρητών Φορτίου, καθώς και τους αντίστοιχους συντελεστές συμμετοχής φορτίου στον Πίνακα Αντιστοίχισης Μετρητών και Εκπροσώπων Φορτίου. Οι Εκπρόσωποι Φορτίου υποχρεούνται να υποβάλλουν μη τιμολογούμενες δηλώσεις φορτίου για το σύνολο της ενέργειας που αναμένεται να καταναλωθεί από το σύνολο του μη κατανεμόμενου φορτίου τους, ανά κατηγορία μετρητή και Λειτουργική Ζώνη. Οι μη τιμολογούμενες δηλώσεις φορτίου προγραμματίζονται στην επίλυση ΗΕΠ χωρίς να ορίζουν τιμή (price-takers). Οι Εκπρόσωποι Φορτίου μπορούν να υποβάλλουν τιμολογούμενες δηλώσεις φορτίου για κατανεμόμενο φορτίο, δηλαδή εξαγωγές ή υδροηλεκτρικές μονάδες σε λειτουργία άντλησης.

Οι Εκπρόσωποι Φορτίου οφείλουν να επιδεικνύουν συμμόρφωση με την Υποχρέωση Επάρκειας Ισχύος που φέρουν σύμφωνα με το Μηχανισμό Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος (ΜΔΕΙ) που περιγράφεται στον ΚΔΣ [2] και το σχετικό Εγχειρίδιο. Σε αντίθετη περίπτωση επέρχονται οι συνέπειες που προβλέπονται στον ΚΔΣ, χωρίς όμως να ακυρώνονται οι Δηλώσεις Φορτίου.

3.3.2.3.2 Περιεχόμενα Δηλώσεων Φορτίου

Τιμολογούμενες Δηλώσεις Φορτίου υποβάλλονται για α) εξαγωγές, β) αντλητικές μονάδες, και γ) κατανεμόμενα φορτία καταναλωτών (μετά από έγκριση της ΡΑΕ). Το περιεχόμενο των δηλώσεων φορτίου των παραπάνω τύπων παρουσιάζεται παρακάτω.

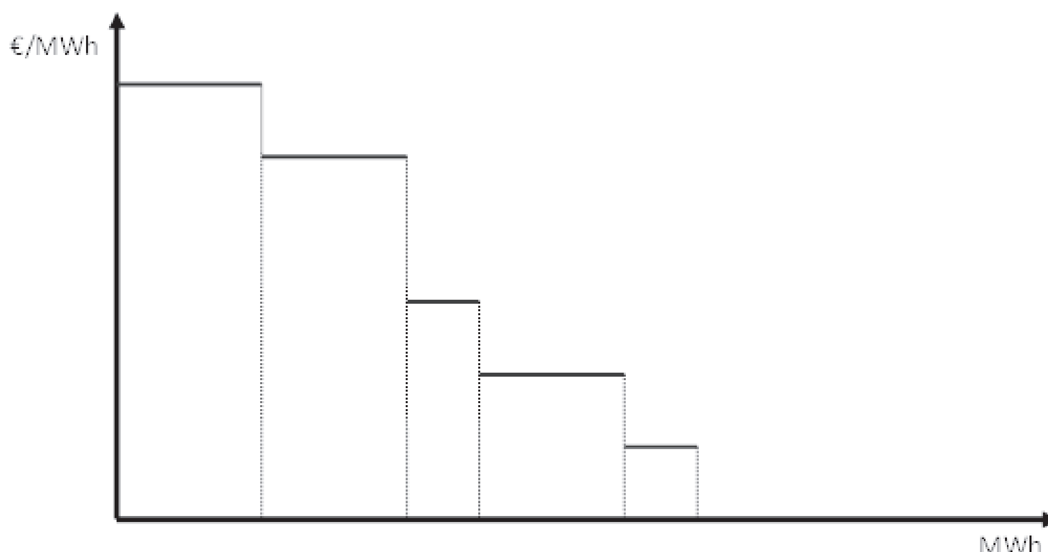
Εξαγωγές: Οι Τιμολογούμενες Δηλώσεις Φορτίου για Εξαγωγές ενέργειας περιλαμβάνουν, για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής και για κάθε διασύνδεση, μία κλιμακωτή συνάρτηση τιμής και

ποσότητας ηλεκτρικής ενέργειας, κάθε βαθμίδα της οποίας αποτελείται από ένα ζεύγος ποσότητας ενέργειας σε MWh και τιμής σε €/MWh. Η συνάρτηση αυτή μπορεί να περιλαμβάνει έως δέκα βαθμίδες, με την απαίτηση οι τιμές της ενέργειας για τις διαδοχικές βαθμίδες να είναι μονότονα γνήσια φθίνουσες. Όλες οι τιμές πρέπει να είναι μη-αρνητικές.

Πρέπει να σημειωθεί ότι οι ποσότητες ενέργειας που περιλαμβάνονται σε μία Δήλωση Φορτίου για εξαγωγές ενός Συμμετέχοντα σε μία διασύνδεση αντιστοιχούν στο σύνολο των προγραμμάτων εξαγωγών (με όλους τους Αντισυμβαλλόμενους του Συμμετέχοντα από την άλλη πλευρά των διασυνδέσεων) που ο Συμμετέχων επιθυμεί να υλοποιήσει στη διασύνδεση αυτή. Για τις ποσότητες ενέργειας που περιλαμβάνονται σε μία Δήλωση Φορτίου για εξαγωγές ο Συμμετέχων υποχρεούται να διαθέτει ίσο ή μεγαλύτερο αριθμό αντίστοιχων ΦΔΜ.

Αντλητικές Μονάδες: Οι τιμολογούμενες δηλώσεις φορτίου για κατανεμόμενα αντλητικά φορτία δηλώνουν, για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής, τη ζητούμενη ενέργεια για την άντληση νερού για κάθε μετρητή αντλίας, ή, συγκεντρωτικά, για όλους τους μετρητές μίας αντλητικής μονάδας.
Οι τιμολογούμενες δηλώσεις φορτίου περιλαμβάνουν μία κλιμακωτή συνάρτηση τιμής και ποσότητας ηλεκτρικής ενέργειας, κάθε βαθμίδα της οποίας αποτελείται από ένα ζεύγος ποσότητας ενέργειας σε MWh και τιμής σε Ευρώ ανά MWh. Η συνάρτηση αυτή μπορεί να περιλαμβάνει έως δέκα βαθμίδες, με την απαίτηση οι τιμές της ενέργειας για τις διαδοχικές βαθμίδες να είναι μονότονα γνήσια φθίνουσες. Όλες οι τιμές πρέπει να είναι μη-αρνητικές.

Το ΣΧΗΜΑ 4 και ο ΠΙΝ. 3 παρακάτω δείχνουν παραδείγματα τιμολογούμενων δηλώσεων φορτίου για ένα κατανεμόμενο φορτίο ή για εξαγωγές.



ΣΧΗΜΑ 4: Παράδειγμα Τιμολογούμενης Δήλωσης Φορτίου (Γράφημα)

Μη-Κατανεμόμενα και Κατανεμόμενα Φορτία: Οι μη τιμολογούμενες δηλώσεις φορτίου που αφορούν την απορρόφηση ενέργειας από έναν Πελάτη εντός της Ελληνικής Επικράτειας περιλαμβάνουν τη συνολική αναμενόμενη κατανάλωση ενέργειας σε MWh για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής και για όλους τους μετρητές που σχετίζονται με τον αντίστοιχο Εκπρόσωπο Φορτίου, σε κάθε κατηγορία μετρητών και σε κάθε Λειτουργική Ζώνη.

Οι Μη-Τιμολογούμενες Δηλώσεις Φορτίου για μη-κατανεμόμενα φορτία περιλαμβάνουν την προβλεπόμενη απορρόφηση ενέργειας σε MWh[5]. Οι Εκπρόσωποι Φορτίου υποβάλλουν μία συγκεντρωτική Δήλωση Φορτίου για όλους τους Καταναλωτές που εκπροσωπούν, η οποία όμως τους ομαδοποιεί ανά επίπεδο τάσης (Υψηλή Τάση – HV / Μέση Τάση – MV / Χαμηλή Τάση - LV) και Γεωγραφική Ζώνη (Βορράς – North / Νότος – South). Κατά συνέπεια δημιουργούνται έξι πιθανοί συνδυασμοί:

ΠΙΝ. 3: **Παράδειγμα Τιμολογούμενης Δήλωσης Φορτίου (Προσφορά)**

from Time	to Time	Total	MW1	Price1	MW2	Price2	MW3	Price3	MW4	Price4
0:00	1:00	110	10	150	20	70	30	5,2	50	1,231
1:00	2:00	120	20	150	20	70	30	5	50	1
2:00	3:00	120	20	150	20	70	30	5	50	1
3:00	4:00	110	20	150	20	70	20	5	50	1
4:00	5:00	110	20	150	20	70	20	10	50	1
5:00	6:00	110	20	150	20	70	20	10	50	1
6:00	7:00	110	20	150	20	70	20	10	50	1
7:00	8:00	120	30	150	20	70	20	10	50	1
8:00	9:00	120	30	150	20	80	20	10	50	1
9:00	10:00	120	30	150	20	80	20	10	50	1
10:00	11:00	110	20	150	20	80	20	10	50	1
11:00	12:00	110	20	150	20	80	20	10	50	1
12:00	13:00	110	20	150	20	80	20	10	50	1
13:00	14:00	110	20	150	20	80	20	10	50	1
14:00	15:00	110	20	150	20	80	20	10	50	1
15:00	16:00	100	20	150	20	80	10	10	50	1
16:00	17:00	100	20	150	20	80	10	10	50	1
17:00	18:00	100	20	150	20	80	10	20	50	1
18:00	19:00	100	20	150	20	80	10	20	50	1
19:00	20:00	100	20	150	20	80	10	20	50	1
20:00	21:00	100	20	150	20	80	10	10	50	1
21:00	22:00	100	20	150	20	80	10	10	50	1
22:00	23:00	100	20	150	20	80	10	10	50	1
23:00	0:00	100	20	150	20	80	10	10	50	1
checksum		**2.600**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**

- NORTH_HV (Σύνολο Κατανάλωσης στην Υψηλή Τάση στο Βορρά)
- NORTH_MV (Σύνολο Κατανάλωσης στη Μέση Τάση στο Βορρά)
- NORTH_LV (Σύνολο Κατανάλωσης στη Χαμηλή Τάση στο Βορρά)
- SOUTH_HV (Σύνολο Κατανάλωσης στην Υψηλή Τάση στο Νότο)
- SOUTH _MV (Σύνολο Κατανάλωσης στη Μέση Τάση στο Νότο)
- SOUTH _LV (Σύνολο Κατανάλωσης στη Χαμηλή Τάση στο Νότο)

[5] *Με απόφαση του Λειτουργού της Αγοράς η οποία τελεί υπό την έγκριση της ΡΑΕ είναι δυνατόν να επιτρέπεται η Δήλωση Φορτίου σε kWh.*

Για κάθε ένα από τους παραπάνω συνδυασμούς, δημιουργείται ένα εικονικό σημείο μέτρησης το οποίο αναφέρεται στο σύνολο των φορτίων που εμπίπτουν στον εκάστοτε συνδυασμό. Προφανώς, ένας Εκπρόσωπος Φορτίου, ενδέχεται να μην εκπροσωπεί φορτία σε κάποιους από τους παραπάνω συνδυασμούς.

Οι τιμολογούμενες δηλώσεις φορτίου για κατανεμόμενα φορτία περιλαμβάνουν για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής μία κλιμακωτή συνάρτηση τιμής και ποσότητας ηλεκτρικής ενέργειας, κάθε βαθμίδα της οποίας αποτελείται από ένα ζεύγος ποσότητας ενέργειας σε MWh και τιμής σε €/MWh. Η συνάρτηση αυτή μπορεί να περιλαμβάνει έως δέκα βαθμίδες, όπου οι τιμές της ενέργειας για τις διαδοχικές βαθμίδες πρέπει να είναι μονότονα φθίνουσες. Όλες οι τιμές πρέπει να είναι μη αρνητικές.

Η ακρίβεια που χρησιμοποιείται στις δηλώσεις φορτίου είναι της τάξης του 0.001 €/MWh για τις τιμές και της τάξης της 1 MWh για τις ποσότητες ενέργειας.

ΠΙΝ. 4: **Παράδειγμα Μη-Τιμολογούμενης Δήλωσης Φορτίου**

			NORTH_HV	NORTH_MV	NORTH_LV	SOUTH_HV	SOUTH_MV	SOUTH_LV
			Sender_name	Sender_name	Sender_name	Sender_name	Sender_name	Sender_name
		Metering Point	MTG_Sender_name_N_HV_OUT	MTG_Sender_name_N_MV_OUT	MTG_Sender_name_N_LV_OUT	MTG_Sender_name_S_HV_OUT	MTG_Sender_name_S_MV_OUT	MTG_Sender_name_S_LV_OUT
from Time (GT)	to Time (GT)	Total MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
0:00	1:00	3		2		1		
1:00	2:00	3		2		1		
2:00	3:00	3		2		1		
3:00	4:00	4		3		1		
4:00	5:00	3		2		1		
5:00	6:00	6		5		1		
6:00	7:00	6		5		1		
7:00	8:00	7		6		1		
8:00	9:00	6		6		0		
9:00	10:00	6		6		0		
10:00	11:00	6		6		0		
11:00	12:00	8		8		0		
12:00	13:00	9		9		0		
13:00	14:00	10		10		0		
14:00	15:00	10		10		0		
15:00	16:00	9		8		1		
16:00	17:00	7		6		1		
17:00	18:00	7		6		1		
18:00	19:00	6		5		1		
19:00	20:00	6		5		1		
20:00	21:00	6		5		1		
21:00	22:00	3		2		1		
22:00	23:00	3		2		1		
23:00	0:00	3		2		1		
CheckNum		140	24	0	24	0	24	24

Δηλώσεις Φορτίου αναφορικά με την κατανάλωση των Βοηθητικών Φορτίων των Θερμικών Μονάδων και των Αιολικών Πάρκων: Στην §6 του Άρθρου 12 του ΚΔΣ υπάρχουν ιδιαίτερες προβλέψεις σχετικά με τις Χρεώσεις Μη Συμμόρφωσης που επιβάλλονται για τις Δηλώσεις Φορτίου των καταναλώσεων των Βοηθητικών Φορτίων των Θερμικών Μονάδων και των Αιολικών Πάρκων.

Όσοι Συμμετέχοντες επιθυμούν να κάνουν χρήση των προβλέψεων αυτών, οφείλουν να υποβάλλουν ξεχωριστές Δηλώσεις Φορτίου για τις σχετικές καταναλώσεις του συνόλου των βοηθητικών φορτίων των Θερμικών Μονάδων και των Αιολικών Πάρκων που εκπροσωπούν.

Οι ενδιαφερόμενοι Συμμετέχοντες οφείλουν να δηλώσουν τη σχετική πρόθεσή τους με αποστολή μηνύματος ηλεκτρονικής αλληλογραφίας, χρησιμοποιώντας κάποια από τις καταχωρημένες διευθύνσεις τους, στις σχετικές διευθύνσεις που αναφέρονται στο Παρόν Εγχειρίδιο. Στο μήνυμα αυτό, οι Συμμετέχοντες υποδεικνύουν τα επίπεδα τάσης (Υψηλή / Μέση / Χαμηλή) και τις λειτουργικές ζώνες (Βορράς / Νότος) για τις οποίες θα υποβάλλονται ξεχωριστές Δηλώσεις Φορτίου κατ'αναλογία με τις προβλέψεις της προαναφερθείσας παραγράφου. Διευκρινίζεται ότι:

1 - Κάθε Συμμετέχων ο οποίος εκπροσωπεί Μετρητές Βοηθητικών Φορτίων Θερμικών Μονάδων ή Αιολικών Πάρκων έχει την επιλογή και όχι την υποχρέωση να κάνει ξεχωριστή Δήλωση για το Σύνολο των Μετρητών αυτών, με Δηλώσεις ανά επίπεδο Τάσης και Λειτουργικής Ζώνης.

2 - Σε περίπτωση που δεν επιλέξει να κάνει χρήση του δικαιώματος αυτού, η Δήλωση Φορτίου που υποβάλλει αφορά το Σύνολο των Μετρητών που εκπροσωπεί ο Συμμετέχων (ανά επίπεδο Τάσης και Λειτουργικής Ζώνης), συμπεριλαμβανομένων των προαναφερθέντων φορτίων, και εξαιρουμένων μόνο των Φορτίων Άντλησης των Υδροηλεκτρικών Μονάδων.

3 - Σε περίπτωση που επιλέξει να κάνει χρήση του δικαιώματος αυτού, οφείλει να υποβάλει ξεχωριστή Δήλωση Φορτίου για τους Μετρητές των Γενικών Βοηθητικών και ξεχωριστή Δήλωση για το Σύνολο των υπολοίπων Μετρητών του εξαιρουμένων και πάλι των Φορτίων Άντλησης των Υδροηλεκτρικών Μονάδων (Δύο Δηλώσεις Φορτίου ανά επίπεδο Τάσης και Λειτουργικής Ζώνης). Σε περίπτωση μη υποβολής έγκυρης Δήλωσης Φορτίου για τα προαναφερθέντα Φορτία, η Δήλωση του θεωρείται μηδενική για τον υπολογισμό των σχετικών Χρεώσεων Μη Συμμόρφωσης. Η Δυνατότητα και η επακόλουθη υποχρέωση του Συμμετέχοντα να υποβάλει Δήλωση Φορτίου για τα Γενικά Βοηθητικά του αίρεται μόνο όταν ο ίδιος δηλώσει εγγράφως ότι δεν επιθυμεί πλέον να υποβάλει ξεχωριστή Δήλωση. Τότε επανέρχεται στην κατάσταση που περιγράφεται παραπάνω (σημείο 2).

3.3.2.3.3 Βεβαίωση Δηλώσεων Φορτίου

Οι Δηλώσεις Φορτίου πρέπει να συνοδεύονται από βεβαίωση που χορηγείται από το πιστωτικό ίδρυμα, στο οποίο ο Εκπρόσωπος Φορτίου τηρεί Λογαριασμό Συμμετέχοντα, με την οποία πιστοποιείται ότι υπάρχει επαρκές υπόλοιπο στον Λογαριασμό Συμμετέχοντα για την κάλυψη των χρηματικών του υποχρεώσεων από τη συγκεκριμένη Δήλωση Φορτίου. Η βεβαίωση αυτή πρέπει να ισχύει έως την ολοκλήρωση της διαδικασίας Εκκαθάρισης ΗΕΠ και για τη συγκεκριμένη Ημέρα Κατανομής και δεν ανακαλείται για οποιονδήποτε λόγο.[6]

Το απαιτούμενο χρηματικό ποσό κάλυψης των χρηματικών υποχρεώσεων που αντιστοιχεί σε μία Δήλωση Φορτίου για μία δεδομένη Ημέρα Κατανομής, υπολογίζεται από το γινόμενο της συνολικής ποσότητας ενέργειας σε MWh όπως αυτή δηλώνεται στη Δήλωση Φορτίου επί τον Συντελεστή Προσδιορισμού Κάλυψης σε Ευρώ/MWh, ο οποίος ισχύει για την υπόψη Ημέρα Κατανομής και προσδιορίζεται σύμφωνα με το Άρθρο 22 του ΚΣΗΕ. Για τις τιμολογούμενες δηλώσεις φορτίου, η συνολική ποσότητα ενέργειας είναι το σύνολο των ποσοτήτων ενέργειας όλων των βαθμίδων της Δήλωσης.

---

[6] *Η ενεργοποίηση της υποβολής της βεβαίωσης δηλώσεων φορτίου θα γίνει αφού συμβληθεί ο Λειτουργός της Αγοράς με τον απαιτούμενο Χρηματοοικονομικό φορέα κάλυψης.*

3.3.2.3.4 Τροποποίηση Δηλώσεων Φορτίου

Μία Δήλωση Φορτίου που αφορά μία δεδομένη Ημέρα Κατανομής υποβάλλεται από τους Συμμετέχοντες εντός της σχετικής Προθεσμίας Υποβολής όπως αυτή αναφέρεται στον ΚΣΗΕ και στον ΠΙΝ. 1. Οι Εκπρόσωποι Φορτίου μπορούν να αναθεωρούν την υποβληθείσα δήλωση φορτίου πριν τη Λήξη της Προθεσμίας Υποβολής, μετά την οποία η δήλωση φορτίου γίνεται δεσμευτική.

3.3.2.3.5 Αποδοχή Δηλώσεων Φορτίου

Η επικύρωση των Δηλώσεων Φορτίου γίνεται αυτόματα από το πληροφοριακό σύστημα της αγοράς κατά το χρόνο υποβολής της Δήλωσης Φορτίου. Εάν μία Δήλωση Φορτίου βρεθεί άκυρη, δεν γίνεται αποδεκτή και το πληροφοριακό σύστημα της αγοράς αποστέλλει στον αντίστοιχο Εκπρόσωπο Φορτίου μία αιτιολογημένη εξήγηση. Μετά την κοινοποίηση μη αποδοχής, ο Εκπρόσωπος Φορτίου πρέπει να διορθώσει ενδεχόμενα λάθη και να υποβάλλει ξανά τη δήλωση φορτίου μέχρι την Λήξη της Προθεσμίας Υποβολής για τους Συμμετέχοντες.

Οι έγκυρες Δηλώσεις Φορτίου γίνονται αποδεκτές με τη Λήξη της Προθεσμίας Υποβολής για τους Συμμετέχοντες, μετά την οποία η δήλωση φορτίου γίνεται δεσμευτική για τον Συμμετέχοντα μέχρι την έκδοση και κοινοποίηση του προγράμματος ΗΕΠ.

Αποτυχία υποβολής υποχρεωτικής Δήλωσης Φορτίου έως τη Λήξη της Προθεσμίας Υποβολής για τους Συμμετέχοντες, επισύρει κυρώσεις για μη συμμόρφωση, όπως καθορίζεται στον ΚΔΣ και το εγχειρίδιό του.

3.3.2.4 Προσφορές Εφεδρειών

3.3.2.4.1 Υποβολή Προσφορών Εφεδρειών

Οι Παραγωγοί οφείλουν να υποβάλλουν προσφορές εφεδρειών, για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής, για τις μονάδες που αντιπροσωπεύουν. Οι προσφορές εφεδρειών πρέπει να γίνονται για το σύνολο της βεβαιωμένης ικανότητας κάθε μονάδας παραγωγής, για κάθε βεβαιωμένη εφεδρεία, με εξαίρεση τις Περιόδους Κατανομής που η μονάδα είναι σε προγραμματισμένη συντήρηση ή πλήρως μη διαθέσιμη, όπως υποδεικνύεται στη δήλωση ολικής μη διαθεσιμότητας. Σε Περιόδους Κατανομής κατά τις οποίες μία μονάδα είναι μερικώς διαθέσιμη, όπως υποδεικνύεται στη σχετική δήλωση μερικής μη διαθεσιμότητας, οι Παραγωγοί οφείλουν να υποβάλλουν προσφορές εφεδρειών μόνο για την εκάστοτε διαθέσιμη ικανότητα της μονάδας.

3.3.2.4.2 Περιεχόμενα Προσφορών Εφεδρειών

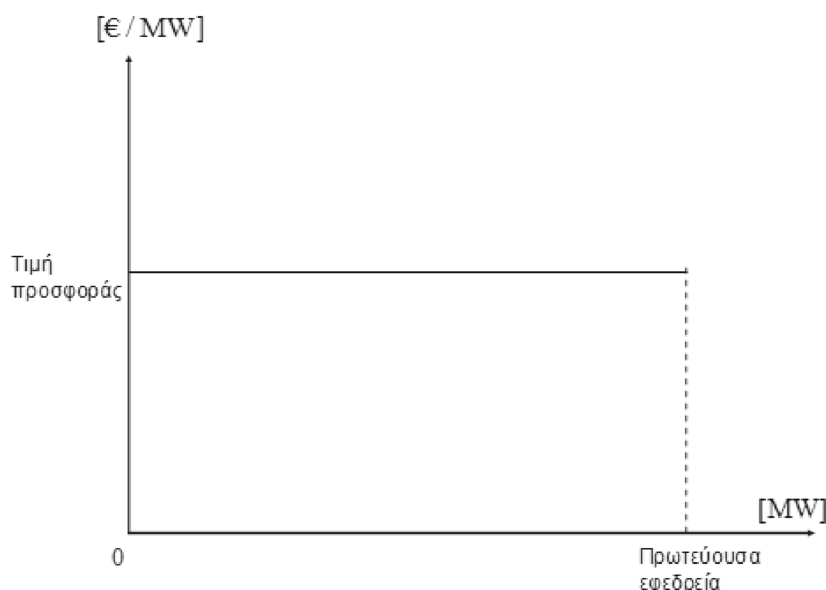
Οι τύποι προσφορών εφεδρειών είναι οι κάτωθι:

- προσφορά εφεδρειών για πρωτεύουσα εφεδρεία, και
- προσφορά εφεδρειών για εύρος δευτερεύουσας ρύθμισης.

Κάθε μία από τις παραπάνω προσφορές εφεδρειών περιλαμβάνει μία ποσότητα παρεχόμενης εφεδρείας (σε MW) και μία τιμή προσφοράς (σε €/MW) για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής, όπως π.χ. φαίνεται στο ΣΧΗΜΑ 5 παρακάτω.

Τιμή προσφοράς: Για να γίνει αποδεκτή από το Λειτουργό της Αγοράς η προσφορά εφεδρειών, η τιμή προσφοράς για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής πρέπει να είναι σύμφωνη με τους κάτωθι κανόνες εγκυρότητας :

- Να είναι μεγαλύτερη του μηδενός.
- Να είναι μικρότερη από την αντίστοιχη Διοικητικά Οριζόμενη Μέγιστη Τιμή Προσφοράς (για πρωτεύουσα εφεδρεία και εύρος δευτερεύουσας ρύθμισης). Οι Διοικητικά Οριζόμενες Μέγιστες Τιμές Προσφοράς για την Εφεδρεία Πρωτεύουσας Ρύθμισης και το Εύρος Δευτερεύουσας Ρύθμισης καθορίζονται με απόφαση της ΡΑΕ.
- Να έχει ακρίβεια το πολύ τριών δεκαδικών ψηφίων, δηλαδή 0,001 €/MW.



ΣΧΗΜΑ 5: Παράδειγμα Προσφοράς Πρωτεύουσας Εφεδρείας Μονάδας

Προσφερόμενη ποσότητα: Η ποσότητα που αντιστοιχεί στην προσφορά *πρωτεύουσας* εφεδρείας μιας μονάδας είναι:

- εφόσον δεν υποβληθεί δήλωση μη διαθεσιμότητας για τη μονάδα, η ποσότητα πρωτεύουσας εφεδρείας που αναφέρεται στα Καταχωρημένα Στοιχεία της μονάδας που έχουν υποβληθεί από τον Παραγωγό, κατά τις προβλέψεις του ΚΔΣ, ή
- εφόσον υποβληθεί δήλωση μη διαθεσιμότητας για τη μονάδα που να αλλάζει τη μέγιστη διαθέσιμη ισχύ της, το μέγιστο μεταξύ της ποσότητας που αναφέρεται στα Καταχωρημένα Στοιχεία της μονάδας και της διαφοράς μεταξύ της μέγιστης και της ελάχιστης διαθέσιμης ισχύς της.

Η ποσότητα που αντιστοιχεί στην προσφορά εύρους *δευτερεύουσας* ρύθμισης μιας μονάδας είναι:

$$SecRange_u^t = AGC\max_u^t - AGC\min_u^t$$

όπου

$SecRange_u^t$: η ποσότητα εύρους δευτερεύουσας ρύθμισης στην οποία αναφέρεται η προσφορά εύρους δευτερεύουσας ρύθμισης της μονάδας *u* για την Περίοδο Κατανομής *t*, σε MW,

$AGC\max_u^t$: η μέγιστη διαθεσιμότητα υπό ΑΡΠ της μονάδας *u* για την Περίοδο Κατανομής *t*, σε MW,

$AGC\min_u^t$: η ελάχιστη διαθεσιμότητα υπό ΑΡΠ της μονάδας *u* για την Περίοδο Κατανομής *t*, σε MW.

Εφόσον υποβληθεί δήλωση Μη Διαθεσιμότητας για τη μονάδα που να αλλάζει τη μέγιστη διαθέσιμη ισχύ της για μια ή περισσότερες Περιόδους Κατανομής, τότε το νέο εύρος δευτερεύουσας ρύθμισης προκύπτει περιορίζοντας την ποσότητα $AGC\max_u^t$ στην καινούργια μέγιστη διαθέσιμη ισχύ της μονάδας.

Η ακρίβεια που χρησιμοποιείται στις προσφορές εφεδρειών είναι της τάξης του 1 MW.

Υποβολή Προσφοράς Εφεδρειών στο πληροφοριακό σύστημα λειτουργίας της αγοράς: Οι Παραγωγοί οφείλουν να υποβάλλουν ένα αρχείο XML στο πληροφοριακό σύστημα της Αγοράς (βλ. Παράρτημα III, κωδικός αρχείου = 11), το οποίο σύμφωνα με τα παραπάνω περιέχει μόνο τις τιμές προσφοράς για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής. Η δομή του αρχείου XML βασίζεται στο πρότυπο “ETSO Scheduling System” (ESS). Το αρχείο XML μπορεί να δημιουργηθεί με δύο τρόπους:

- είτε μέσω ενός προτύπου αρχείου Excel (ExcelToXMLConverter), το οποίο παρέχει ο Λειτουργός της Αγοράς στους Συμμετέχοντες,
- είτε μέσω του σχετικού αρχείου “XML Schema Definition” (XSD). Τα περιεχόμενα του αρχείου XSD («offer-message.xsd») για τη δημιουργία των προσφορών εφεδρειών φαίνονται στο Παράρτημα IV.

3.3.2.4.3 <u>Τροποποίηση Προσφορών Εφεδρειών</u>

Μία προσφορά εφεδρειών που αφορά μία δεδομένη Ημέρα Κατανομής υποβάλλεται από τους Συμμετέχοντες εντός της σχετικής Προθεσμίας Υποβολής όπως αυτή αναφέρεται στον ΚΣΗΕ και στον ΠΙΝ. 1. Η υποβληθείσα προσφορά εφεδρειών μπορεί να αναθεωρηθεί πριν τη Λήξη της Προθεσμίας, μετά την οποία η προσφορά εφεδρειών γίνεται δεσμευτική.

3.3.2.4.4 <u>Αποδοχή Προσφορών Εφεδρειών</u>

Οι έγκυρες προσφορές εφεδρειών γίνονται αποδεκτές έως τη Λήξη της Προθεσμίας Υποβολής για τους Συμμετέχοντες, μετά την οποία οι προσφορές εφεδρειών γίνονται δεσμευτικές για τους Συμμετέχοντες μέχρι την έκδοση και κοινοποίηση του προγράμματος ΗΕΠ. Παραγωγοί με προσφορές εφεδρειών οι οποίες εξακολουθούν να είναι άκυρες με την Λήξη της Προθεσμίας Υποβολής για τους Συμμετέχοντες υπόκεινται σε κυρώσεις για μη συμμόρφωση, όπως καθορίζεται στον ΚΔΣ και το αντίστοιχο Εγχειρίδιό του.

Αποτυχία υποβολής προσφοράς εφεδρειών έως τη Λήξη της Προθεσμίας Υποβολής από μονάδες που είχαν τη σχετική υποχρέωση, επισύρει κυρώσεις για μη συμμόρφωση, όπως καθορίζεται στον ΚΔΣ και στο αντίστοιχο Εγχειρίδιό του.

3.3.2.5 Μη διαθεσιμότητα Μονάδων Παραγωγής

3.3.2.5.1 <u>Δηλώσεις Μη Διαθεσιμότητας</u>

Σε περίπτωση:

α. απώλειας μίας μονάδας παραγωγής, η οποία οφείλεται αποκλειστικά σε τεχνικά αίτια που σχετίζονται με τη λειτουργία ή την ασφάλεια των εγκαταστάσεων της μονάδας, και η οποία καθιστά αδύνατη την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από τη μονάδα, ή

β. μερικής απώλειας μίας μονάδας παραγωγής, η οποία οφείλεται αποκλειστικά σε τεχνικά αίτια, που σχετίζονται με τη λειτουργία ή την ασφάλεια των εγκαταστάσεων της μονάδας, και η οποία καθιστά αδύνατη την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας που αντιστοιχεί στην Καθαρή Ισχύ της μονάδας παράγωγης, όπως αυτή αναφέρεται στο Μητρώο Μονάδων, ή επιβάλλει την αλλαγή των τεχνικών στοιχείων της μονάδας (μέγιστη διαθεσιμότητα, τεχνικό ελάχιστο, μέγιστη διαθεσιμότητα υπό ΑΡΠ, ελάχιστη διαθεσιμότητα υπό ΑΡΠ) ή επιβάλλει τον περιορισμό της μέγιστης δυνατότητας παροχής πρωτεύουσας εφεδρείας, ή

γ. ειδικά για τις υδροηλεκτρικές μονάδες, περιορισμών στη ροή ύδατος κατάντη του σταθμού για λόγους ασφαλείας,

ο αντίστοιχος Παραγωγός οφείλει να υποβάλλει στο Διαχειριστή του Συστήματος δήλωση ολικής ή μερικής μη διαθεσιμότητας για όλες τις Περιόδους Κατανομής όλων των Ημερών Κατανομής για τις οποίες υφίστανται τα παραπάνω.

Οι δηλώσεις ολικής ή μερικής μη διαθεσιμότητας πρέπει να περιλαμβάνουν μία περιγραφή των τεχνικών αιτίων ή των λόγων ασφαλείας, στους οποίους οφείλεται η μη διαθεσιμότητα της μονάδας. Παρόλα αυτά, κατά την περίοδο δοκιμαστικής λειτουργίας μίας μονάδας και μέχρι την ημερομηνία έναρξης της εμπορικής λειτουργίας, δηλώσεις ολικής ή μερικής μη διαθεσιμότητας μπορούν να υποβάλλονται χωρίς επίκληση κάποιου ειδικού λόγου.

3.3.2.5.2 Περιεχόμενο Δηλώσεων Μη Διαθεσιμότητας

Η Δήλωση Μη Διαθεσιμότητας περιλαμβάνει για μία μονάδα και για κάθε Περίοδο Κατανομής που υφίσταται κάποιος περιορισμός στα τεχνικά στοιχεία της μονάδας σε σχέση με τα Καταχωρημένα Στοιχεία της μονάδας, όπως αυτά ορίζονται στον ΚΔΣ και έχουν υποβληθεί από τον παραγωγό, την ισχύουσα μέγιστη διαθεσιμότητα της μονάδας, σε MW.

Εφόσον υποβληθεί Δήλωση Μη Διαθεσιμότητας για μία μονάδα, η μέγιστη διαθεσιμότητα υπό ΑΡΠ, η ελάχιστη διαθεσιμότητα υπό ΑΡΠ και η ελάχιστη δυνατότητα παραγωγής της μονάδας προσαρμόζονται όπως έχει περιγράφεται σε προηγούμενη παράγραφο.

3.3.2.5.3 Υποβολή Δηλώσεων Μη Διαθεσιμότητας

Οι δηλώσεις ολικής ή μερικής μη διαθεσιμότητας για Περιόδους Κατανομής μίας ορισμένης Ημέρας Κατανομής μπορούν να υποβάλλονται έως τη Λήξη της Προθεσμίας Υποβολής για τους Συμμετέχοντες για τη συγκεκριμένη Ημέρα Κατανομής.

Κάθε Παραγωγός μπορεί να τροποποιεί ή να ακυρώνει μία δήλωση μη διαθεσιμότητας που υποβλήθηκε προηγουμένως εάν αλλάξει η κατάσταση της μονάδας μετά τη Λήξη της Προθεσμίας Υποβολής για τους Συμμετέχοντες, όπως περιγράφεται στο Εγχειρίδιο του ΚΔΣ.

Σημειώνεται ότι, παρότι η προαναφερθείσα τροποποίηση ή ακύρωση είναι μέρος των υποχρεώσεων ενός Παραγωγού στα πλαίσια της παροχής πληροφοριών προς το Διαχειριστή του Συστήματος σύμφωνα με τον ΚΔΣ, σε καμία περίπτωση δεν τον απαλλάσσει από τις υποχρεώσεις που προκύπτουν για την εκάστοτε Μονάδα παραγωγής από τη συμμετοχή της στον ΗΕΠ και την ακόλουθη διαδικασία εκκαθάρισης των αποκλίσεων Παραγωγής- Ζήτησης.

Επίσης, διευκρινίζεται ότι ο ΗΕΠ επιλύεται λαμβάνοντας υπόψη τις Δηλώσεις Μη Διαθεσιμότητας που υπεβλήθησαν έως τη Λήξη της Προθεσμίας Υποβολής για τους Συμμετέχοντες για τη συγκεκριμένη Ημέρα Κατανομής. Σε περίπτωση που κάποια Δήλωση Μη Διαθεσιμότητας υποβληθεί μετά το πέρας της ως άνω προθεσμίας, αυτή δε λαμβάνεται υπόψη στην επίλυση του ΗΕΠ, ακόμη και αν αυτή δεν έχει ακόμη ολοκληρωθεί – δημοσιευθεί.

Ο χρόνος ισχύος των δηλώσεων μερικής ή ολικής μη διαθεσιμότητας είναι το σύνολο των διαδοχικών Περιόδων Κατανομής όπως αναφέρονται στις δηλώσεις, αλλά δεν μπορεί να ξεκινάει σε μία χρονική στιγμή πριν από την υποβολή τέτοιων δηλώσεων. Οι δηλώσεις μη διαθεσιμότητας παραμένουν σε ισχύ μέχρι το τέλος του χρόνου ισχύος τους, εκτός αν ακυρωθούν ή τροποποιηθούν νωρίτερα από τους αντίστοιχους Παραγωγούς. Μία δήλωση μη διαθεσιμότητας μπορεί επίσης να ακυρωθεί ή να λήξει από το Διαχειριστή του Συστήματος πριν το τέλος του χρόνου ισχύος της στην περίπτωση που βρεθεί άκυρη.

Εφόσον η δήλωση ολικής ή μερικής μη διαθεσιμότητας μιας μονάδας υποβληθεί έως τη Λήξη της Προθεσμίας Υποβολής για τους Συμμετέχοντες για τη συγκεκριμένη Ημέρα Κατανομής, λαμβάνεται υπόψη στον ΗΕΠ για την Ημέρα Κατανομής.

Υποβολή Δήλωσης Μη Διαθεσιμότητας στο Πληροφοριακό Σύστημα Λειτουργίας της Αγοράς: Οι Παραγωγοί πρέπει να υποβάλλουν ένα αρχείο XML στο πληροφοριακό σύστημα της Αγοράς (*δες* Παράρτημα III, κωδικός αρχείου = 13). Η δομή του αρχείου XML βασίζεται στο πρότυπο "ETSO Scheduling System" (ESS). Το αρχείο XML μπορεί να δημιουργηθεί με δύο τρόπους:

- είτε μέσω ενός προτύπου αρχείου Excel (ExcelToXMLConverter), το οποίο παρέχει ο Λειτουργός της Αγοράς στους Συμμετέχοντες,
- είτε μέσω του σχετικού αρχείου "XML Schema Definition" (XSD). Τα περιεχόμενα του αρχείου XSD («schedule-xml.xsd») για τη δημιουργία των προσφορών εφεδρειών φαίνονται στο Παράρτημα IV.

Στο παρακάτω παράδειγμα αρχείου Δήλωσης Μη Διαθεσιμότητας, η μονάδα unit1 αδυνατεί να παράγει ηλεκτρική ενέργεια σύμφωνα με την Καθαρή Ισχύ της (π.χ. 120 MW) όπως αυτή έχει δηλωθεί στο Μητρώο Μονάδων λόγω κάποιου τεχνικού προβλήματος όπως, για παράδειγμα, λόγω μειωμένης πίεσης τυμπάνου για μία συγκεκριμένη χρονική περίοδο. Η μονάδα υποχρεούται να δηλώσει τη νέα μειωμένη της διαθεσιμότητα, την περίοδο που αυτή ισχύει (π.χ. 08:00 – 10:00) και το λόγο της μείωσης της Διαθεσιμότητας. Στο προαναφερθέν αρχείο, αναφέρονται τα παραπάνω στοιχεία. Σημειώνεται ότι οι χρόνοι έναρξης και λήξης (TimeStart και TimeStop) είναι σε UT (Universal Time).

3.3.2.5.4 Δηλώσεις Αδυναμίας Λειτουργίας και Μείζονος Βλάβης

Αν μία μονάδα παραγωγής δεν μπορεί να λειτουργήσει εξαιτίας τεχνικών λόγων για χρονικό διάστημα που αναμένεται να υπερβεί τις δέκα (10) συνεχόμενες ημέρες εντός της περιόδου από 15 Ιουνίου έως 31 Αυγούστου ή, διαφορετικά, για τρεις (3) συνεχόμενους μήνες (σύμφωνα με το Άρθρο 41 του ΚΣΗΕ), ο αντίστοιχος Παραγωγός πρέπει να υποβάλλει άμεσα στο Διαχειριστή του Συστήματος μία Δήλωση Μείζονος Βλάβης στην οποία αναφέρει τους τεχνικούς λόγους και τον προβλεπόμενο χρόνο αποκατάστασης της βλάβης.

Αν η άδεια παραγωγής ή λειτουργίας ενός Παραγωγού ανακληθεί ή αν η ισχύς της παύσει προσωρινά ή οριστικά κατά οποιοδήποτε άλλο τρόπο, καθώς επίσης και σε κάθε άλλη περίπτωση αδυναμίας λειτουργίας της μονάδας, η οποία δεν εμπίπτει στην έννοια των απρόβλεπτων βλαβών μικρής κλίμακας για τις οποίες υποβάλλονται δηλώσεις μερικής ή ολικής μη διαθεσιμότητας, ο παραγωγός πρέπει να υποβάλλει άμεσα στο Διαχειριστή του Συστήματος μία δήλωση αδυναμίας λειτουργίας στην οποία αναφέρει τους

λόγους και τον προβλεπόμενο χρόνο αποκατάστασης λειτουργίας. Περισσότερες σχετικές λεπτομέρειες αναφέρονται στον ΚΔΕΣΜΗΕ και στο αντίστοιχο Εγχειρίδιό του.

Κατά τη διάρκεια ισχύος Δήλωσης Μείζονος Βλάβης ή Αδυναμίας Λειτουργίας η οποία έχει γίνει αποδεκτή από το Διαχειριστή του Συστήματος, ο Παραγωγός οφείλει να υποβάλει καθημερινά στο πληροφοριακό Σύστημα του Λειτουργού της Αγοράς Δηλώσεις Μη Διαθεσιμότητας σύμφωνα με τις προβλέψεις της προηγούμενης παραγράφου. Σε καμία περίπτωση δεν αίρεται η υποχρέωσή του αυτή από την υποβολή Δήλωσης Μείζονος Βλάβης ή Αδυναμίας Λειτουργίας ακόμη και αν αυτή γίνει αποδεκτή από το Διαχειριστή του Συστήματος.

Reason Code	Reason Text
Z01	ΛΙΠ 0

TS Id.	Ver.	Type	Product	Aggr.	Meter
Unit1	1	PARTIAL UNAVAIL	Active Power	MP	MTG_unit1_IN

Capacity Agreement	Contract type	Unit	Area (In/out)	Party (In/out)
		MW	10YGR-HTSO-----Y /	Party EIC Code

Period Begin and End Date/Time	Resolution
YYYY-MM-DDTUCTimeStart:00Z/ YYYY-MM-DDTUCTimeStop	PT1H

Position	Quantity
1	80
2	80

Reason Code	Reason Text
Z01	Unit1 Λειτουργία λέβητα με μειωμένη πίεση τυμπάνου. _/0

ΠΙΝ. 5: **Παράδειγμα Δήλωσης Μερικής Μη Διαθεσιμότητας**

3.3.2.5.5 Δηλώσεις Πρόθεσης Διακοπής Κανονικής Λειτουργίας

Αν ένας Παραγωγός προτίθεται να αποσυνδέσει τη μονάδα από το δίκτυο ή απλώς να αναστείλει τη λειτουργία της για μεγάλο χρονικό διάστημα που υπερβαίνει τα τρία (3) Έτη Αξιοπιστίας, τότε ο Παραγωγός αυτός πρέπει, σύμφωνα με το Άρθρο 42 του ΚΣΗΕ, να υποβάλλει στο Διαχειριστή του Συστήματος μία δήλωση πρόθεσης διακοπής κανονικής λειτουργίας. Στη δήλωση πρέπει να εξηγούνται οι λόγοι για την αναστολή της κανονικής λειτουργίας της μονάδας, η ημερομηνία διακοπής και το χρονικό διάστημα διακοπής λειτουργίας. Η δήλωση αναστολής κανονικής λειτουργίας πρέπει να υποβάλλεται τουλάχιστον έξι (6) μήνες πριν από την επιθυμητή ημερομηνία αναστολής λειτουργίας.

3.3.2.6 Δηλώσεις Τεχνοοικονομικών Στοιχείων

3.3.2.6.1 Υποβολή Δηλώσεων Τεχνοοικονομικών Στοιχείων

Σύμφωνα με το Άρθρο 43 του ΚΣΗΕ οι κάτοχοι άδειας παραγωγής οφείλουν να υποβάλλουν Δηλώσεις Τεχνοοικονομικών Στοιχείων για όλες τις μονάδες παραγωγής της κατοχής τους που είναι εγγεγραμμένες στο Μητρώο Μονάδων.

Οι Δηλώσεις Τεχνοοικονομικών Στοιχείων υποβάλλονται καθημερινά στο πληροφοριακό σύστημα του Λειτουργού της Αγοράς. Η υποβολή[7] των στοιχείων αυτών αφορά μία καθορισμένη Ημέρα Κατανομής και γίνεται έως τη Λήξη της Προθεσμίας Υποβολής για τους Συμμετέχοντες.

Τα στοιχεία των Δηλώσεων Τεχνοοικονομικών Στοιχείων ισχύουν για όλες τις Περιόδους Κατανομής μιας Ημέρας Κατανομής και όχι για τμήμα αυτής.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος ελέγχει το περιεχόμενο των εμπρόθεσμα υποβληθέντων Δηλώσεων Τεχνοοικονομικών Στοιχείων ελέγχεται εφαρμόζοντας τους ελέγχους που αναφέρονται σε επόμενη παράγραφο του παρόντος Κεφαλαίου.

Τα στοιχεία των Δηλώσεων Τεχνοοικονομικών Στοιχείων χρησιμοποιούνται από το Λειτουργό της Αγοράς στην επίλυση του ΗΕΠ και από το Διαχειριστή του Συστήματος για τις διαδικασίες που εμπίπτουν στις αρμοδιότητές του.

Οι Παραγωγοί υποβάλουν τη Δήλωση Τεχνοοικονομικών Στοιχείων για μία ή περισσότερες μονάδες παραγωγής της κατοχής τους δηλώνοντας στο πληροφοριακό σύστημα λειτουργίας της Αγοράς ένα κατάλληλο αρχείο XML (*δες* Παράρτημα ΙΙΙ, κωδικός αρχείου = 14). Το αρχείο XML μπορεί να δημιουργηθεί με δύο τρόπους:

- μέσω ενός προτύπου φύλλου εργασίας Excel για την επεξεργασία και μετατροπή σε XML το οποίο παρέχει ο Λειτουργός της Αγοράς στους Συμμετέχοντες Παραγωγούς. Σχετικές πληροφορίες δίνονται στο Παράρτημα IV,
- μέσω του σχετικού αρχείου “XML Schema Definition” (XSD/XSL) το οποίο παρέχει ο Λειτουργός της Αγοράς στους Συμμετέχοντες Παραγωγούς. Σχετικές πληροφορίες δίνονται στο ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ IV («participant-techno-economic-declaration.xsd»).

3.3.2.6.2 Περιεχόμενα Δηλώσεων Τεχνοοικονομικών Στοιχείων

Στη Δήλωση Τεχνοοικονομικών Στοιχείων περιλαμβάνονται τα στοιχεία που αναφέρονται στους πίνακες Α,Β και Γ του Άρθου 44 του ΚΣΗΕ. Πρέπει να σημειωθεί ότι με τη Δήλωση Τεχνοοικονομικών Στοιχείων που υποβάλλει ο Παραγωγός υποβάλλει και τα ακόλουθα στοιχεία (τα οποία δεν περιλαμβάνονται στις διατάξεις του Άρθρου 44):

- Το *Κόστος Μηδενικού Φορτίου της μονάδας*. Το στοιχείο αυτό δε χρησιμοποιείται κατά τις διαδικασίες της αγοράς, αλλά υποβάλλεται για λόγους ενημέρωσης.
- Το *Κόστος Αποσυγχρονισμού*. Το στοιχείο αυτό πρέπει να λαμβάνει τιμή μεγαλύτερη ή ίση του μηδενός και να ισούται με το Ειδικό Κόστος Εκκίνησης από ενδιάμεση κατάσταση αναμονής.

---

[7] *Η τρέχουσα έκδοση του πληροφοριακού συστήματος του Λειτουργού της Αγοράς για τεχνικούς λόγους δεν υποστηρίζει την υποβολή δηλώσεων Τεχνοοικονομικών Στοιχείων με περίοδο ισχύος μεγαλύτερη από μία Ημέρα Κατανομής. Ωστόσο, δίνεται η δυνατότητα στους συμμετέχοντες Παραγωγούς να υποβάλλουν μέσα στα πλαίσια των αντίστοιχων προθεσμιών υποβολής ξεχωριστές δηλώσεις Τεχνονοικονομικών Στοιχείων για κάθε Ημέρα Κατανομής.*

3.3.2.7 Δηλώσεις Καταχωρημένων Χαρακτηριστικών

3.3.2.7.1 Υποβολή Δηλώσεων Καταχωρημένων Χαρακτηριστικών

Σύμφωνα με το Άρθρο 262 του ΚΔΣ, κάθε κάτοχος άδειας παραγωγής υποβάλει στον Διαχειριστή του Συστήματος λίστα με τα λεπτομερή τεχνικά χαρακτηριστικά για κάθε μία από τις μονάδες του. Τα λεπτομερή αυτά χαρακτηριστικά πρέπει να ανταποκρίνονται στα πραγματικά τεχνικά χαρακτηριστικά για κάθε μονάδα παραγωγής.

Η Δήλωση Καταχωρημένων Χαρακτηριστικών μονάδας παραγωγής υποβάλλεται στον Διαχειριστή του Συστήματος σύμφωνα με τις διατάξεις του ΚΔΣ και του Εγχειριδίου του. Ο Διαχειριστής του Συστήματος ελέγχει το περιεχόμενο της Δήλωσης Καταχωρημένων Χαρακτηριστικών και σε περίπτωση αποδοχής καταχωρεί το περιεχόμενό της για κάθε μονάδα παραγωγής στο Πληροφοριακό Σύστημα Λειτουργίας της Αγοράς.

Η ισχύς εφαρμογής της Δήλωσης Καταχωρημένων Χαρακτηριστικών έχει απεριόριστη διάρκεια. Σε περίπτωση που Παραγωγός επιθυμεί να τροποποιήσει μέρος των Καταχωρημένων Χαρακτηριστικών για μία ή περισσότερες μονάδες της κατοχής του θα πρέπει να υποβάλλει στο Διαχειριστή του Συστήματος σχετικό αίτημα εξαίρεσης σύμφωνα με τις διατάξεις του ΚΔΣ και του Εγχειριδίου του.

Τα στοιχεία των Δηλώσεων Καταχωρημένων Χαρακτηριστικών χρησιμοποιούνται από το Λειτουργό της Αγοράς στην επίλυση του ΗΕΠ και από το Διαχειριστή του Συστήματος για τις διαδικασίες που εμπίπτουν στις αρμοδιότητές του.

Οι Παραγωγοί υποβάλουν τη Δήλωση Καταχωρημένων Χαρακτηριστικών για μία ή περισσότερες μονάδες παραγωγής της κατοχής τους στο Διαχειριστή του Συστήματος υποβάλλοντας ένα κατάλληλο αρχείο XML (*δες* Παράρτημα ΙΙΙ, κωδικός αρχείου = 15). Το αρχείο XML μπορεί να δημιουργηθεί με δύο τρόπους:

- μέσω ενός προτύπου φύλλου εργασίας Excel για την επεξεργασία και μετατροπή σε XML το οποίο παρέχει ο ο Λειτουργός της Αγοράς στους Συμμετέχοντες Παραγωγούς. Σχετικές πληροφορίες δίνονται στο Παράρτημα IV.
- μέσω του σχετικού αρχείου "XML Schema Definition" (XSD) το οποίο παρέχει ο Λειτουργός της Αγοράς στους Συμμετέχοντες Παραγωγούς. Σχετικές πληροφορίες δίνονται στο Παράρτημα IV («reserved-techno-economic-declaration.xsd»).

3.3.2.7.2 Περιεχόμενο Δηλώσεων Καταχωρημένων Χαρακτηριστικών

Στη Δήλωση Καταχωρημένων Χαρακτηριστικών περιλαμβάνονται τα παρακάτω στοιχεία της §5 του Άρθρου 262 του ΚΔΣ:

ΠΙΝ. 6: **Τεχνικά Στοιχεία για τη λειτουργία της μονάδας**

Περιγραφή	Μονάδα Μέτρησης
Καθαρή Ισχύς Μονάδας (NCAP)	MW
Μέγιστη Συνεχής Ικανότητα Παραγωγής (Καθαρή Ισχύς Μονάδας αφού αφαιρεθούν οι εσωτερικές υπηρεσίες και τα Βοηθητικά Φορτία της Μονάδας)	MW
Μέγιστη Τριτεύουσα Μη Στρεφόμενη Εφεδρεία	MW

Περιγραφή	Μονάδα Μέτρησης
Τεχνικά Ελάχιστη Παραγωγή (Ελάχιστο Φορτίο) αφού αφαιρεθούν οι εσωτερικές υπηρεσίες και τα Βοηθητικά Φορτία της Μονάδας	MW
Μέγιστη Ημερήσια Έγχυση Ενέργειας (Υδροηλεκτρικές Μονάδες)	MWh
Μέγιστος Αριθμός Εκκινήσεων ανά έτος	Εκκινήσεις
Ελάχιστος χρόνος λειτουργίας	Min
Ελάχιστος χρόνος κράτησης	Min
Βραχυχρόνια Μέγιστη Ικανότητα παραγωγής αφού αφαιρεθούν οι εσωτερικές υπηρεσίες και τα Βοηθητικά Φορτία της Μονάδας	MW
Μέγιστος Χρόνος Λειτουργίας σε βραχυχρόνια Μέγιστη Ικανότητα Παραγωγής - ΑΝΕΝΕΡΓΟ	Min
Τιμή για Μέγιστη δυνατότητα παραγωγής (σε περίπτωση επικουρικής υπηρεσίας) - ΑΝΕΝΕΡΓΟ	€/MWh
Χρόνος Κράτησης για Μετάβαση από Θερμή / Ενδιάμεση κατάσταση σε ετοιμότητα	min
Χρόνος Κράτησης για Μετάβαση από Ενδιάμεση /Ψυχρή κατάσταση σε ετοιμότητα	min
Χρόνος για συγχρονισμό από Θερμή κατάσταση (λειτουργία από την έναρξη εκκίνησης μέχρι το συγχρονισμό)	min
Χρόνος για συγχρονισμό από Ενδιάμεση κατάσταση (λειτουργία από την έναρξη εκκίνησης μέχρι το συγχρονισμό)	min
Χρόνος για συγχρονισμό από Ψυχρή κατάσταση (λειτουργία από την έναρξη εκκίνησης μέχρι το συγχρονισμό)	min
Χρόνος παραμονής στο ενδιάμεσο φορτίο σε Θερμή κατάσταση (λειτουργία από το συγχρονισμό μέχρι το ελάχιστο φορτίο)	min
Χρόνος παραμονής στο ενδιάμεσο φορτίο σε Ενδιάμεση κατάσταση (λειτουργία από το συγχρονισμό μέχρι το ελάχιστο φορτίο)	min
Χρόνος παραμονής στο ενδιάμεσο φορτίο σε Ψυχρή κατάσταση (λειτουργία από το συγχρονισμό μέχρι το ελάχιστο φορτίο)	min
Φορτίο Συγχρονισμού αφού αφαιρεθούν οι εσωτερικές υπηρεσίες και τα Βοηθητικά Φορτία της Μονάδας	MW
Χρόνος Σβέσης (Χρόνος από την Τεχνικά Ελάχιστη Παραγωγή μέχρι τον αποσυγχρονισμό)	min
Ρυθμός Ανόδου (ελάχιστος εγγυημένος Ρυθμός Ανόδου από την Τεχνικά Ελάχιστη Παραγωγή μέχρι την Μέγιστη Συνεχή Ικανότητα Παραγωγής)	MW/min
Ρυθμός Καθόδου (ελάχιστος εγγυημένος Ρυθμός Καθόδου από τη Μέγιστη Συνεχή Ικανότητα Παραγωγής μέχρι την Τεχνικά Ελάχιστη Παραγωγή)	MW/min
Μέγιστη φόρτιση υπό ΑΡΠ	MW
Ελάχιστη φόρτιση υπό ΑΡΠ	MW
Ρυθμός μεταβολής παραγωγής υπό ΑΡΠ	MW/min
Εύρος Δευτερεύουσας Ρύθμισης	MW
Εφεδρεία Πρωτεύουσας Ρύθμισης	MW
Στατή Εφεδρεία	MW
Ζεύγη Ειδικής Κατανάλωσης Θερμότητας / καθαρής παραγωγής σε δέκα (10) επίπεδα κα-	MW / (GJ/MWh)

Περιγραφή	Μονάδα Μέτρησης
θαρής παραγωγής	
Ζεύγη Μέγιστης συνεχής ικανότητας αέργου ισχύος/ καθαρής παραγωγής (υπό ονομαστική τάση σημείου έγχυσης – χωρητική. Ελάχιστη παραγωγή, μέγιστη παραγωγή και πέντε (5) ενδιάμεσα επίπεδα	MW/MVar
Ζεύγη Μέγιστης συνεχής ικανότητας αέργου ισχύος / καθαρής παραγωγής (υπό ονομαστική τάση σημείου έγχυσης – επαγωγική. Ελάχιστη παραγωγή, μέγιστη παραγωγή και πέντε (5) ενδιάμεσα επίπεδα	MW/MVar
Απαγορευμένες ζώνες συνεχούς λειτουργίας	MW1, MW2
Ζεύγη Βοηθητικού Φορτίου και Καθαρής Παραγωγής	MWh/ MWh

Το φορτίο κατά το συγχρονισμό το οποίο καταχωρείται στη Δήλωση Καταχωρημένων Χαρακτηριστικών είναι η μέση παραγωγή της γεννήτριας κατά τη διάρκεια του χρόνου παραμονής σε ενδιάμεσο φορτίο. Το πραγματικό φορτίο κατά τον συγχρονισμό της μηχανής αυξάνεται κατά τη διάρκεια του χρόνου παραμονής σε ενδιάμεσο φορτίο από το μηδέν μέχρι το τεχνικά ελάχιστο φορτίο. Όμως, όταν γίνεται μοντελοποίηση στον υπολογιστή το φορτίο της γεννήτριας θεωρείται σταθερό σε αυτό το χρονικό διάστημα για λόγους απλοποίησης, επειδή ο πραγματικός ρυθμός ανόδου κατά την εκκίνηση της γεννήτριας είναι μεταβαλλόμενος. Το δηλωμένο φορτίο κατά το συγχρονισμό μπορεί να υπολογιστεί προκειμένου να ελαχιστοποιηθούν οι αποκλίσεις ανάμεσα στον ΗΕΠ και την Κατανομή Πραγματικού Χρόνου, καθώς αυτές οι αποκλίσεις τακτοποιούνται κατά την Εκκαθάριση Αποκλίσεων.

Οι Παραγωγοί οφείλουν να υπολογίζουν το μέσο φορτίο κατά το συγχρονισμό διαιρώντας την ενέργεια που παράγεται κατά τη διάρκεια του χρόνου παραμονής σε ενδιάμεσο φορτίο, η οποία αντιστοιχεί στη σκιασμένη περιοχή του παρακάτω σχήματος, με το χρόνο παραμονής σε ενδιάμεσο φορτίο. Αυτός ο υπολογισμός δίνει την ίδια ενέργεια εκκίνησης με αυτή του δηλωθέντος φορτίου κατά το συγχρονισμό, η οποία είναι η διαγραμμισμένη περιοχή στο ΣΧΗΜΑ 6 παρακάτω.

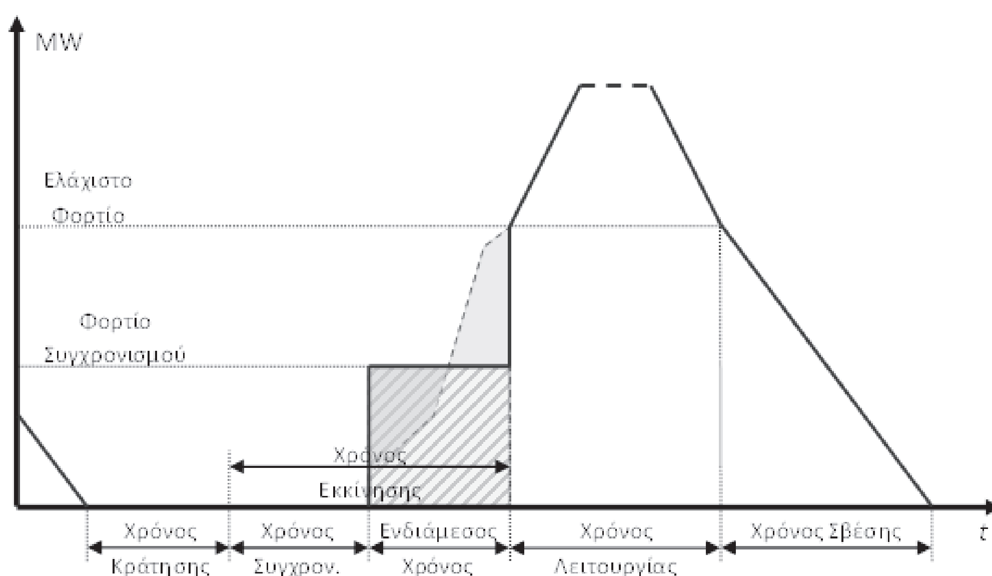
Κατά τον έλεγχο τήρησης του Ελάχιστου Χρόνου Λειτουργίας λαμβάνεται υπόψη η περίοδος προετοιμασίας συγχρονισμού, η περίοδος παραμονής στο ενδιάμεσο φορτίο, η περίοδος κανονικής λειτουργίας και η περίοδος αποσυγχρονισμού, όπως ορίζονται στο Κεφάλαιο 5 του παρόντος Εγχειριδίου. Κατά τον έλεγχο τήρησης του Ελάχιστου Χρόνου Κράτησης λαμβάνεται υπόψη μόνο η περίοδος κράτησης.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος χρησιμοποιεί τα στοιχεία της Ειδικής Κατανάλωσης Θερμότητας που υποβάλλονται με τη Δήλωση Καταχωρημένων Χαρακτηριστικών καθώς και του κόστους καυσίμου που περιλαμβάνονται στις Δηλώσεις Τεχνοοικονομικών Στοιχείων για να υπολογίζει το μεταβλητό κόστος για κάθε θερμική μονάδα παραγωγής. Λεπτομέρειες σχετικά με τα παραπάνω τεχνικά και οικονομικά στοιχεία καθώς και τη μεθοδολογία υπολογισμού του μεταβλητού κόστους των θερμικών μονάδων περιλαμβάνονται στο Κεφάλαιο 5 του παρόντος Εγχειριδίου.

Για τον υπολογισμό της Διοικητικά Οριζόμενης Ελάχιστης Τιμής Προσφοράς Ενέργειας για τις Υδροηλεκτρικές Μονάδες δυνάμει του Άρθρου 71 του ΚΣΗΕ, ως Μεταβλητό Κόστος των Υδροηλεκτρικών Μονάδων λαμβάνεται αριθμητική τιμή (σε €/MWh), που υπολογίζεται από το Λειτουργό της Αγοράς ημερήσια για κάθε Υδροηλεκτρική Μονάδα, αναφέρεται στην επόμενη Ημέρα Κατανομής, και δημοσιεύεται μίση ώρα πριν την λήξη της προθεσμίας υποβολής προσφορών για τη δέσμευση ημερήσιων διασυνδετικών δικαιωμάτων μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Η ανωτέρω μεθοδολογία αποσκοπεί στον υπολογισμό της αξίας χρήσης των υδάτινων πόρων, όπως αυτή αντανακλάται από την εξοικονόμηση του μεταβλητού κόστους του θερμικού συστήματος παραγωγής, λαμβάνοντας υπόψη περιορισμούς που σχετίζονται με τις Υδροηλεκτρικές Μονάδες και γίνεται βάσει στοιχείων που ο Διαχειριστής του Συστήματος υποβάλλει

στο Λειτουργό της Αγοράς. Η μεθοδολογία υπολογισμού της Διοικητικά Οριζόμενης Ελάχιστης Τιμής Προσφοράς Ενέργειας περιγράφεται αναλυτικά στο Κεφάλαιο 5 του παρόντος Εγχειριδίου.

Οι Δηλώσεις Τεχνοοικονομικών Στοιχείων οι οποίες υποβάλλονται από έναν Αυτοπαραγωγό για μία μονάδα που δεν εντάσσεται στο Μητρώο ΑΠΕ και ΣΗΘ/ΣΗΘΥΑ, αφορούν τουλάχιστον την Καθαρή Ισχύ της μονάδας.



ΣΧΗΜΑ 6 : **Εκκίνηση και Σβέση Θερμικής Μονάδας**

Ο Λειτουργός της Αγοράς, κατά την επίλυση του ΗΕΠ, λαμβάνει υπόψη τα ακόλουθα στοιχεία, με αύξουσα σειρά σημασίας, για να καθορίσει τα χαρακτηριστικά λειτουργίας μίας μονάδας για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής:

- Τα Καταχωρημένα χαρακτηριστικά λειτουργίας της μονάδας, συμπεριλαμβανομένων τυχόν εγκεκριμένων εξαιρέσεων σχετικών με τα τεχνικά χαρακτηριστικά,
- Τα οικονομικά στοιχεία της Δήλωσης Τεχνοοικονομικών Στοιχείων,
- Τυχόν Δήλωση ολικής ή μερικής Μη Διαθεσιμότητας.

Κάθε σχετική πληροφορία που υποβάλλεται από τον Παραγωγό μετά τη λήξη της Προθεσμίας Υποβολής από τους Συμμετέχοντες σύμφωνα με τις απαιτήσεις του ΚΔΣ, αφορά το Διαχειριστή του Συστήματος και δεν λαμβάνεται υπόψη κατά την επίλυση του ΗΕΠ.

3.3.2.7.3 Αποδοχή Δηλώσεων Τεχνοοικονομικών Στοιχείων

Ο Διαχειριστής του Συστήματος επικυρώνει όλες τις Δηλώσεις Τεχνοοικονομικών Στοιχείων και Καταχωρημένων Χαρακτηριστικών που υποβάλλονται εγκαίρως. Σε επόμενη παράγραφο αναφέρονται αναλυτικά οι κανόνες εγκυρότητας για τα τεχνικά στοιχεία που περιλαμβάνονται στη Δήλωση Τεχνοοικονομικών Στοιχείων και στη Δήλωση Καταχωρημένων Χαρακτηριστικών.

Οι Δηλώσεις Τεχνοοικονομικών Στοιχείων οι οποίες έχουν υποβληθεί εγκαίρως και βρέθηκαν να είναι ανακριβείς ή μη αληθείς, θεωρούνται άκυρες. Όταν μία Δήλωση Τεχνοοικονομικών Στοιχείων θεωρείται άκυρη τότε θα θεωρείται σε ισχύ η τελευταία έγκυρη δήλωση. Σε περίπτωση που δεν υπάρχει έγκυρη δήλωση για μία μονάδα παραγωγής, ο Διαχειριστής του Συστήματος ενημερώνει τη ΡΑΕ για αυτό το θέμα προκειμένου να επιβάλει κυρώσεις όπως αυτές περιγράφονται στο Άρθρο 33 του Ν.2773/1999.

3.3.3 Έλεγχος εγκυρότητας Δεδομένων Εισόδου

Στο Τμήμα αυτό παρουσιάζεται η διαδικασία επικύρωσης που εφαρμόζεται από το πληροφοριακό σύστημα του Λειτουργού της Αγοράς για τον έλεγχο της εγκυρότητας των δεδομένων εισόδου των Συμμετεχόντων, συμπεριλαμβανομένων των δηλώσεων φορτίου, των προσφορών έγχυσης, των προφορών εφεδρειών, των δηλώσεων μη διαθεσιμότητας των Μονάδων Παραγωγής και των Δηλώσεων Τεχνοοικονομικών Στοιχείων.

3.3.3.1 Έλεγχος εγκυρότητας Δηλώσεων Φορτίου

Κάθε δήλωση φορτίου πρέπει να συνοδεύεται από αποδεκτή βεβαίωση, όπως περιγράφεται στη σχετική παράγραφο παραπάνω. Να σημειωθεί ότι η ενεργοποίηση της υποβολής της βεβαίωσης δηλώσεων φορτίου θα γίνει αφού συμβληθεί ο Λειτουργός της Αγοράς με τον απαιτούμενο Χρηματοοικονομικό Φορέα Κάλυψης. Μέχρι τότε, ο Λειτουργός της Αγοράς παρακολουθεί συστηματικά την εξέλιξη των οικονομικών υποχρεώσεων όλων των Συμμετεχόντων και ενεργεί άμεσα σε περίπτωση που διαπιστώνει την ύπαρξη εκκρεμών οικονομικών υποχρεώσεων (ληξιπρόθεσμες οφειλές ή/και απαιτήσεις κατάθεσης εγγυήσεων) προς αυτόν στα πλαίσια του ισχύοντος ΚΣΗΕ. Στις περιπτώσεις αυτές, ακολουθεί την παρακάτω διαδικασία:

A) Αποστέλλει σχετική επιστολή προς τους Συμμετέχοντες με τις εκκρεμείς οικονομικές υποχρεώσεις τους και προσδιορίζει την προθεσμία τακτοποίησής τους προς αποφυγή ενεργοποίησης των διατάξεων του ΚΣΗΕ περί καταγγελίας της Σύμβασης Συναλλαγών ΗΕΠ.

1. Σε περίπτωση καταγγελίας της Σύμβασης Συναλλαγών ΗΕΠ ενός Συμμετέχοντα, ο ΛΑΓΗΕ:

   i. Κοινοποιεί με οποιοδήποτε πρόσφορο τρόπο (συμπεριλαμβανομένης της τηλεομοιοτυπίας ή ηλεκτρονικού ταχυδρομείου) την καταγγελία της Σύμβασης Συναλλαγών ΗΕΠ:

      - στο Συμμετέχοντα, ενημερώνοντάς τον για τη διαγραφή του από το Μητρώο Συμμετεχόντων και σε περίπτωση που ο Συμμετέχων είναι Προμηθευτής, την παύση εκπροσώπησης των πελατών του με το πέρας της Ημέρας Κατανομής που αντιστοιχεί στον τελευταίο ΗΕΠ πριν την διαγραφή του.
      - στον ΑΔΜΗΕ, ώστε δυνάμει του Άρθρου 3 Παρ. 5 του ΚΣΗΕ, να επέλθει αυτοδίκαια η λύση της Σύμβασης Συναλλαγών Διαχειριστή Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας με το Συμμετέχοντα.
      - στη ΡΑΕ, για την ενημέρωση και τις ενδεχόμενες ενέργειές της στα πλαίσια των αρμοδιοτήτων της.

   ii. Διαγράφει το Συμμετέχοντα από το Μητρώο Συμμετεχόντων.

   iii. Αποκλείει το Συμμετέχοντα από το Σύστημα Συναλλαγών ΗΕΠ.

   iv. Δεν λαμβάνει υπόψη, κατά την επίλυση του ΗΕΠ που ακολουθεί την διαγραφή του, τις Δηλώσεις Φορτίου που ενδεχομένως έχουν ήδη υποβληθεί στο Σύστημα Συναλλαγών ΗΕΠ από το Συμμετέχοντα.

v. Ενημερώνει τους Διαχειριστές των Δικτύων για την καταγγελία της Σύμβασης Συναλλαγών ΗΕΠ και τη διαγραφή του Συμμετέχοντα από το Μητρώο Συμμετεχόντων.

2. Σε περίπτωση που ο Συμμετέχων είναι Προμηθευτής, ο ΛΑΓΗΕ, πέραν των ανωτέρω:

i. Ενημερώνει τον Προμηθευτή Τελευταίου Καταφυγίου (ΠΤΚ) για την καταγγελία της Σύμβασης Συναλλαγών ΗΕΠ και τον ακριβή χρόνο έναρξης εκπροσώπησης των Πελατών εντός της Ελληνικής επικράτειας του Προμηθευτή του οποίου καταγγέλθηκε η σύμβαση. Η μεταφορά των Πελατών του Προμηθευτή του οποίου καταγγέλθηκε η σύμβαση, στον ΠΤΚ, γίνεται μετά από σχετικές ενέργειες του ΔΕΔΔΗΕ, του ΑΔΜΗΕ και του ΠΤΚ.

ii. Υποβάλλει, μέχρι την έναρξη εκπροσώπησης από τον ΠΤΚ, τη Δήλωση Φορτίου που έπεται της κοινοποίησης της καταγγελίας της Σύμβασης Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας και αφορά τους πελάτες του Προμηθευτή του οποίου καταγγέλθηκε η σύμβαση.

iii. Ανακοινώνει τη διαγραφή του Συμμετέχοντα στην ιστοσελίδα του.

iv. Παρέχει ιστορικά στοιχεία Δηλώσεων Φορτίου του Συμμετέχοντα στον ΠΤΚ έτσι ώστε να είναι άμεσα δυνατή η υποβολή Δήλωσης Φορτίου από τον Προμηθευτή Τελευταίου Καταφυγίου βάσει αυτών. Ιστορικά στοιχεία απορρόφησης ενέργειας από το Σύστημα παρέχονται στον ΠΤΚ σε μεταγενέστερη περίοδο από τον ΑΔΜΗΕ.

Β) Προβαίνει, κατά περίπτωση, σε κάθε νόμιμη ενέργεια κατά του Εκπροσώπου Φορτίου και των Πελατών που αντιστοιχούν στον Εκπρόσωπο Φορτίου προκειμένου να ανακτήσει πιθανές οφειλές και ζημίες.

Εκτός από την απαίτηση υποβολής αποδεκτής βεβαίωσης, μία δήλωση φορτίου από έναν Εκπρόσωπο Φορτίου θα κηρύσσεται άκυρη εάν δεν συμμορφώνεται με οποιονδήποτε από τους ακόλουθους κανόνες εγκυρότητας:

α. Η δήλωση φορτίου για μία καθορισμένη Ημέρα Κατανομής πρέπει να υποβάλλεται εντός της σχετικής Προθεσμίας Υποβολής για Συμμετέχοντες για αυτήν την Ημέρα Κατανομής,

β. Η δήλωση φορτίου πρέπει να υποβάλλεται από έναν Εκπρόσωπο Φορτίου με μία έγκυρη Σύμβαση Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας,

γ. Η δήλωση φορτίου που υποβάλλεται από έναν Εκπρόσωπο Φορτίου πρέπει να αναφέρεται σε έναν καταχωρημένο μετρητή που σχετίζεται με τον υπόψη Εκπρόσωπο Φορτίου,

δ. Η ποσότητα ενέργειας σε μία μη τιμολογούμενη δήλωση φορτίου και όλες οι ποσότητες ενέργειας σε μία τιμολογούμενη δήλωση φορτίου πρέπει να είναι μη αρνητικές,

ε. Όλες οι τιμές σε μία τιμολογούμενη δήλωση φορτίου πρέπει να είναι μη αρνητικές και μικρότερες ή ίσες της διοικητικά οριζόμενης μέγιστη τιμής,

στ. Πρέπει να υπάρχουν 1-10 ζεύγη ποσότητας-τιμής (Βαθμίδες Προσφοράς) σε μία τιμολογούμενη δήλωση φορτίου οι οποίες να είναι συνεχείς. Για παράδειγμα, εφόσον υπάρχει 1η και 3η βαθμίδα, τότε πρέπει υποχρεωτικά να υπάρχει και 2η, και

ζ. Οι τιμές ενέργειας των βαθμίδων σε μία τιμολογούμενη δήλωση φορτίου πρέπει να είναι γνήσια φθίνουσες.

Επίσης:

i. Η συνολική ποσότητα ενέργειας σε μία τιμολογούμενη δήλωση φορτίου για μία εξαγωγή δεν πρέπει να υπερβαίνει τα αντίστοιχα ΦΔΜ, και

ii. Η συνολική ποσότητα ενέργειας σε μία τιμολογούμενη δήλωση φορτίου για εξαγωγές ανά διασύνδεση και κατεύθυνση πρέπει να είναι μεγαλύτερη από ή ίση με την ποσότητα ενέργειας που

αντιστοιχεί στην Επιβεβαιωμένη Δήλωση Χρήσης Μακροχρόνιων ΦΔΜ, όπως αυτή καθορίζεται μετά τη σχετική διαδικασία επιβεβαίωσης που λαμβάνει χώρα μεταξύ των όμορων Διαχειριστών.

Σημειώνεται ότι, κατ' εξαίρεση, ενδεχόμενη μη συμμόρφωση με τους παραπάνω δύο κανόνες δεν συνεπάγεται μη αποδοχή της τιμολογούμενης Δήλωσης Φορτίου για εξαγωγές. Οι προσφορές που υποβάλλονται για εξαγωγές γίνονται αποδεκτές ακόμη και αν παραβιάζουν τους παραπάνω δύο κανόνες. Παρόλα αυτά, παραβίαση των παραπάνω κανόνων μπορεί να έχει οικονομικές συνέπειες στα πλαίσια της εκκαθάρισης αποκλίσεων ή/και ποινές.

Εκπρόσωποι Φορτίου με δηλώσεις φορτίου που εξακολουθούν να είναι άκυρες μετά τη Λήξη της Προθεσμίας Υποβολής για τους Συμμετέχοντες, υπόκεινται σε κυρώσεις για μη συμμόρφωση, όπως καθορίζεται στον ΚΔΣ και το Εγχειρίδιό του. Κυρώσεις επίσης επιβάλλονται για ανεπαρκείς δηλώσεις φορτίου που έχουν σαν αποτέλεσμα σημαντικές αποκλίσεις από τη μετρούμενη ενεργειακή κατανάλωση.

3.3.3.2 Έλεγχος εγκυρότητας Προσφορών Έγχυσης

Μία προσφορά έγχυσης υπόκειται σε **βασικούς κανόνες εγκυρότητας**, ως εξής:

α. Η προσφορά έγχυσης για μία καθορισμένη Ημέρα Κατανομής πρέπει να υποβάλλεται εντός της σχετικής Προθεσμίας Υποβολής για Συμμετέχοντες για αυτήν την Ημέρα Κατανομής.

β. Η προσφορά έγχυσης πρέπει να υποβάλλεται από έναν Παραγωγό ή Προμηθευτή (για εισαγωγές ενέργειας) με μία έγκυρη Σύμβαση Συναλλαγών ΗΕΠ και μία έγκυρη Σύμβαση Συναλλαγών Διαχειριστή Συστήματος.

γ. Η προσφορά έγχυσης που υποβάλλεται από έναν Παραγωγό ή Προμηθευτή πρέπει να αναφέρεται σε μία έγκυρη μονάδα παραγωγής ή σε μία εισαγωγή από διασύνδεση (μετρητής) που σχετίζεται με αυτόν τον Παραγωγό ή Προμηθευτή.

δ. Η ποσότητα ενέργειας σε μία μη-τιμολογούμενη προσφορά έγχυσης και όλες οι ποσότητες ενέργειας σε μία τιμολογούμενη δήλωση φορτίου πρέπει να είναι μη αρνητικές.

ε. Η τιμή ενέργειας κάθε βαθμίδας της κλιμακωτής συνάρτησης Προσφοράς Έγχυσης οφείλει να είναι μικρότερη ή ίση της Διοικητικά Οριζόμενης Μέγιστης Τιμής Προσφοράς Ενέργειας και μεγαλύτερη ή ίση του μηδενός.

στ. Πρέπει να υπάρχουν 1-10 ζεύγη ποσότητας-τιμής (Βαθμίδες Προσφοράς) σε μία τιμολογούμενη προσφορά έγχυσης, οι οποίες να είναι συνεχείς. Για παράδειγμα, εφόσον υπάρχει 1η και 3η βαθμίδα προσφοράς, τότε πρέπει υποχρεωτικά να υπάρχει και 2η.

ζ. Οι τιμές ενέργειας των βαθμίδων σε μία τιμολογούμενη προσφορά έγχυσης πρέπει να είναι μονοτόνως γνήσια αύξουσες.

Συμπληρωματικά στους βασικούς κανόνες εγκυρότητας, μία προσφορά έγχυσης από **θερμική μονάδα παραγωγής** πρέπει να συμμορφώνεται με τους κάτωθι κανόνες εγκυρότητας:

i. Η τιμή ενέργειας κάθε βαθμίδας της κλιμακωτής συνάρτησης προσφοράς έγχυσης, διαιρεμένη με τον αντίστοιχο συντελεστή απωλειών μεταφοράς, δεν πρέπει να είναι μικρότερη του Ελάχιστου Μεταβλητού Κόστους της μονάδας, όπως αυτό υπολογίζεται στο Κεφάλαιο 5 του παρόντος Εγχειριδίου, για την αντίστοιχη ικανότητα της μονάδας και Περίοδο Κατανομής.

ii. Ειδικά για την πρώτη βαθμίδα της κλιμακωτής συνάρτησης Προσφοράς Έγχυσης, στην οποία αντιστοιχεί χαμηλότερη τιμή ενέργειας μεταξύ όλων των βαθμίδων, η προσφερόμενη τιμή ενέργειας επιτρέπεται να είναι χαμηλότερη του Ελάχιστου Μεταβλητού Κόστους της Μονάδας. Για μία Περίοδο Κατανομής, η ποσότητα ενέργειας η οποία περιλαμβάνεται στην πρώτη αυτή βαθμίδα της κλιμακωτής συνάρτησης δεν επιτρέπεται να είναι υψηλότερη από το 30% της συνολικής ποσότητας ενέργειας της Προσφοράς Έγχυσης.

iii. Σε κάθε περίπτωση, η σταθμισμένη με τις ποσότητες ενέργειας κάθε βαθμίδας μέση τιμή ενέργειας του συνόλου των βαθμίδων της κλιμακωτής συνάρτησης Προσφοράς Έγχυσης δεν επιτρέπεται να είναι μικρότερη του Ελάχιστου Μεταβλητού Κόστους της Μονάδας, όπως το όριο αυτό ισχύει για την Περίοδο Κατανομής στην οποία αντιστοιχεί η κλιμακωτή συνάρτηση της Προσφοράς Έγχυσης.

iv. Προσφορά Έγχυσης η οποία υποβάλλεται για Μονάδα Αυτοπαραγωγού που δεν εντάσσεται στο Μητρώο ΑΠΕ και ΣΗΘ/ΣΗΘΥΑ, αφορά τουλάχιστον το τμήμα της ισχύος της Μονάδας το οποίο αντιστοιχεί στην Καθαρή Ισχύ της Μονάδας NCAP, όπως αυτή υπολογίζεται κατά τις διατάξεις του ΚΔΣ. Επιπροσθέτως, στην Προσφορά Έγχυσης συμπεριλαμβάνεται η ενδεχόμενη πρόσθετη ποσότητα ενέργειας που εγχέεται πέραν της Καθαρής Ικανότητας της Μονάδας NCAP, για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής. Η κλιμακωτή συνάρτηση τιμής ενέργειας και ποσότητας ενέργειας για Μονάδα Αυτοπαραγωγού αφορά τη συνολική ποσότητα προσφερόμενης ενέργειας.

v. Το σύνολο των προσφερόμενων ποσοτήτων ενέργειας πρέπει να ισούται με τη διαθέσιμη ικανότητα παραγωγής της μονάδας.

Περισσότερες λεπτομέρειες για τους τρεις πρώτους κανόνες επικύρωσης περιλαμβάνονται στο Κεφάλαιο 5 του παρόντος Εγχειριδίου.

Συμπληρωματικά στους βασικούς κανόνες εγκυρότητας, για μία **προσφορά έγχυσης από ΥΗΣ** (συμπεριλαμβανομένων των αντλητικών μονάδων σε λειτουργία γεννήτριας), πρέπει να ισχύουν οι κάτωθι κανόνες εγκυρότητας:

i. Η τιμή ενέργειας κάθε βαθμίδας της κλιμακωτής συνάρτησης προσφοράς έγχυσης, διαιρεμένη με τον αντίστοιχο συντελεστή απωλειών μεταφοράς, οφείλει να είναι μικρότερη ή ίση της Διοικητικά Οριζόμενης Μέγιστης Τιμής Προσφοράς Ενέργειας και δεν επιτρέπεται να είναι μικρότερη του μεταβλητού κόστους της Μονάδας το οποίο καθορίζεται κατά το Άρθρο 44 παράγραφος (5) του ΚΣΗΕ, όπως τα όρια αυτά ισχύουν για την Περίοδο Κατανομής στην οποία αντιστοιχεί η Προσφορά Έγχυσης.

ii. Το σύνολο των προσφερόμενων ποσοτήτων ενέργειας πρέπει να ισούται με τη διαθέσιμη ικανότητα παραγωγής της μονάδας μείον την υποχρεωτική παραγωγή της υδροηλεκτρικής μονάδας.

Περισσότερες λεπτομέρειες για τον πρώτο κανόνα επικύρωσης υπάρχουν στο Κεφάλαιο 5 του παρόντος Εγχειριδίου.

Συμπληρωματικά στους βασικούς κανόνες εγκυρότητας, για μία **προσφορά έγχυσης για εισαγωγές** πρέπει να ισχύουν οι κάτωθι κανόνες:

i. Το άθροισμα των ποσοτήτων των βαθμίδων της προσφοράς έγχυσης για εισαγωγές ανά διασύνδεση και κατεύθυνση πρέπει να είναι μικρότερο από ή ίσο με το σύνολο των αντιστοίχων ΦΔΜ του Συμμετέχοντα.

ii. Το άθροισμα των ποσοτήτων των βαθμίδων της προσφοράς έγχυσης για εισαγωγές ανά διασύνδεση και κατεύθυνση πρέπει να είναι μεγαλύτερο από ή ίσο με την ποσότητα ενέργειας που αντιστοιχεί στην Επιβεβαιωμένη Δήλωση Χρήσης Μακροχρόνιων ΦΔΜ, όπως αυτή καθορίζεται μετά τη σχετική διαδικασία επιβεβαίωσης που λαμβάνει χώρα μεταξύ των όμορων Διαχειριστών.

Σημειώνεται ότι, κατ’ εξαίρεση, ενδεχόμενη μη συμμόρφωση με τους παραπάνω κανόνες δεν συνεπάγεται μη αποδοχή της προσφοράς έγχυσης για εισαγωγές. Οι προσφορές που υποβάλλονται για εισαγωγές γίνονται αποδεκτές ακόμη και αν παραβιάζουν τους παραπάνω δύο κανόνες. Παρόλα αυτά, παραβίαση των παραπάνω κανόνων μπορεί να έχει οικονομικές συνέπειες στα πλαίσια της εκκαθάρισης αποκλίσεων ή/και ποινές.

Παραγωγοί με προσφορές έγχυσης για μονάδες παραγωγής που εξακολουθούν να είναι άκυρες με την Λήξη της Προθεσμίας Υποβολής για τους Συμμετέχοντες υπόκεινται σε κυρώσεις για μη συμμόρφωση, όπως καθορίζεται στον ΚΔΣ και το Εγχειρίδιό του.

3.3.3.3 Έλεγχος εγκυρότητας Προσφορών Εφεδρειών

Μία προσφορά εφεδρειών **από έναν Παραγωγό** κηρύσσεται άκυρη εάν δεν συμμορφώνεται με οποιονδήποτε από τους ακόλουθους κανόνες εγκυρότητας:

α. Η προσφορά εφεδρειών για μία Ημέρα Κατανομής πρέπει να υποβάλλεται εντός της σχετικής Προθεσμίας Υποβολής για αυτήν την Ημέρα Κατανομής.

β. Η προσφορά εφεδρειών πρέπει να υποβάλλεται από έναν Παραγωγό με μία έγκυρη Σύμβαση Συναλλαγών ΗΕΠ και μία έγκυρη Σύμβαση Συναλλαγών Διαχειριστή Συστήματος.

γ. Η προσφορά εφεδρειών που υποβάλλεται από έναν Παραγωγό πρέπει να αναφέρεται σε μία έγκυρη μονάδα παραγωγής (μετρητής) που σχετίζεται με αυτόν τον Παραγωγό.

δ. Η προσφορά εφεδρειών που υποβάλλεται από έναν Παραγωγό πρέπει να αναφέρεται σε μία μονάδα παραγωγής που έχει βεβαίωση για την παροχή αυτής της εφεδρείας.

ε. Η τιμή σε μία προσφορά εφεδρείας δεν πρέπει να είναι ούτε αρνητική ούτε μεγαλύτερη από την Διοικητικά Οριζόμενη Μέγιστη Τιμή Προσφοράς για αυτή την εφεδρεία.

Παραγωγοί με προσφορές εφεδρείας που εξακολουθούν να είναι άκυρες με την Λήξη της Προθεσμίας Υποβολής για τους Συμμετέχοντες υπόκεινται σε κυρώσεις για μη συμμόρφωση, όπως καθορίζεται στον ΚΔΣ και το Εγχειρίδιό του.

3.3.3.4 Έλεγχος εγκυρότητας Δηλώσεων Μη Διαθεσιμότητας

Δηλώσεις ολικής ή μερικής μη διαθεσιμότητας μπορούν να κηρυχθούν άκυρες στις ακόλουθες δύο περιπτώσεις:

1. Ο Διαχειριστής του Συστήματος ελέγχει, δυνάμει του Άρθρου 40 του ΚΣΗΕ, εάν οι δηλώσεις μη διαθεσιμότητας είναι αληθινές και ακριβείς. Για το σκοπό αυτό, ο Διαχειριστής του Συστήματος μπορεί να απαιτήσει εγγράφως, και εντός λογικής χρονικής προθεσμίας, από τους Παραγωγούς που έχουν υποβάλει μία δήλωση μη διαθεσιμότητας να υποβάλλουν έγγραφα και εκθέσεις στο Διαχειριστή του Συστήματος και τη ΡΑΕ με όλες τις σχετικές πληροφορίες, και να επιτρέπουν στη ΡΑΕ την πρόσβαση στους σχετικούς χώρους για επιβεβαίωση. Σε περίπτωση ελέγχου από τη ΡΑΕ, η τελευταία μπορεί να δώσει εντολή στο Διαχειριστή του Συστήματος να τερματίσει ή να ακυρώσει την μη διαθεσιμότητα της μονάδας.
2. Ο Διαχειριστής του Συστήματος, με αιτιολογημένη απόφαση που κοινοποιείται στον αντίστοιχο Παραγωγό, μπορεί να τερματίσει ή να ακυρώσει μία δήλωση ολικής ή μερικής μη διαθεσιμότητας πριν από τη λήξη του χρόνου ισχύος της, ή να θεωρήσει άκυρη μία δήλωση της οποίας ο χρόνος ισχύος έχει λήξει, εφόσον διαπιστώσει ότι η δήλωση είναι αναληθής και ανακριβής. Σχετικές λεπτομέρειες αναφέρονται στον ΚΔΣ και το Εγχειρίδιό του.

Αν μία δήλωση μη διαθεσιμότητας κηρυχθεί άκυρη, ο αντίστοιχος Παραγωγός υπόκειται σε κυρώσεις για μη συμμόρφωση, όπως καθορίζεται στον ΚΔΣ και το αντίστοιχο Εγχειρίδιό του.

3.3.3.5 Έλεγχος Δηλώσεων Τεχνοοικονομικών Στοιχείων και Δηλώσεων Καταχωρημένων Χαρακτηριστικών

3.3.3.5.1 Έλεγχος εγκυρότητας Δήλωσης Καταχωρημένων Χαρακτηριστικών

Ο Διαχειριστής του Συστήματος ελέγχει τη Δήλωση Καταχωρημένων Χαρακτηριστικών που υποβλήθηκε από Παραγωγό για μία ή και περισσότερες μονάδες παραγωγής της κατοχής του. Ο έλεγχος που διεξάγει ο Διαχειριστής του Συστήματος αφορά:

- στην πληρότητα των στοιχείων όπως αυτά αναφέρονται σε προηγούμενη παράγραφο του παρόντος καφαλαίου,
- στην ανταπόκρισή τους με τα πραγματικά χαρακτηριστικά όπως αυτά έχουν προκύψει από τις δοκιμές παραλαβής και ελέγχου,
- στην εγκυρότητά τους.

Σχετικές λεπτομέρειες αναφέρονται στον ΚΔΣ και το Εγχειρίδιό του.

3.3.3.5.2 Έλεγχος εγκυρότητας Δήλωσης Τεχνοοικονομικών Στοιχείων

Το πληροφοριακό σύστημα του Λειτουργού της Αγοράς ελέγχει τη Δήλωση Τεχνοοικονομικών Στοιχείων που υποβλήθηκε από Παραγωγό για μία ή και περισσότερες μονάδες παραγωγής της κατοχής του. Ο έλεγχος που διεξάγεται αφορά:

- στην πληρότητα των στοιχείων όπως αυτά αναφέρονται στους Πίνακες Α, Β και Γ του Άρθρου 44 του ΚΣΗΕ,
- στην ανταπόκρισή τους με τα πραγματικά χαρακτηριστικά. όπως αυτά έχουν προκύψει από τις δοκιμές παραλαβής και ελέγχου, στις περιπτώσεις που αφορούν στοιχεία που έχουν υποβληθεί με τη Δήλωση Καταχωρημένων Χαρακτηριστικών, και
- στην εγκυρότητα τους.

Τα στοιχεία που εμπεριέχονται στη Δήλωση Τεχνοοικονομικών Χαρακτηριστικών υπόκεινται στους ακόλουθους κανόνες εγκυρότητας:

1 - Ο Ελάχιστος πρόσθετος χρόνος επιπλέον του Χρόνου Εκκίνησης όταν η μονάδα επιστρέφει από κατάσταση ολικής μη διαθεσιμότητας πρέπει να είναι μεγαλύτερος ή ίσος του μηδενός. Ο χρόνος αυτός πρέπει να είναι μεγαλύτερος ή ίσος από το Χρόνο για συγχρονισμό από Ψυχρή κατάσταση (λειτουργία από την έναρξη εκκίνησης μέχρι το συγχρονισμό) όπως τα στοιχεία αυτά υπάρχουν στα Καταχωρημένα Χαρακτηριστικά.

2 - Η Μέγιστη φόρτιση υπό ΑΡΠ πρέπει να είναι μεγαλύτερη του μηδενός και μικρότερη ή ίση από την Καθαρή Ισχύς της Μονάδας (NCAP) όπως αυτή υπάρχει στα Καταχωρημένα Χαρακτηριστικά. Η τιμή της Μέγιστης φόρτισης υπό ΑΡΠ της Δήλωσης Τεχνοοικονομικών Στοιχείων του Άρθρου 44 ελέγχεται ως προς τη συμβατότητά της με την αντίστοιχη τιμή της δήλωσης Καταχωρημένων Χαρακτηριστικών του Άρθρου 262 του ΚΔΣ. Σε κάθε περίπτωση οι Αλγόριθμοι Επίλυσης ΗΕΠ, ΠΚ και ΚΠΧ χρησιμοποιούν την τιμή που υποβάλλεται με την δήλωση τεχνοοικονομικών στοιχείων του Άρθρου 44.

3 - Η Ελάχιστη φόρτιση υπό ΑΡΠ πρέπει να είναι μεγαλύτερη του μηδενός και μεγαλύτερη ή ίση από την Τεχνικά Ελάχιστη Παραγωγή (Ελάχιστο Φορτίο) αφού αφαιρεθούν οι εσωτερικές υπηρεσίες και τα Βοηθητικά Φορτία της Μονάδας. Η τιμή της Ελάχιστης φόρτισης υπό

ΑΡΠ της Δήλωσης Τεχνοοικονομικών Στοιχείων του Άρθρου 44 ελέγχεται ως προς τη συμβατότητά της με την αντίστοιχη τιμή της δήλωσης Καταχωρημένων Χαρακτηριστικών του Άρθρου 262 του ΚΔΣ. Σε κάθε περίπτωση οι Αλγόριθμοι Επίλυσης ΗΕΠ, ΠΚ και ΚΠΧ χρησιμοποιούν την τιμή που υποβάλλεται με την δήλωση τεχνοοικονομικών στοιχείων του Άρθρου 44.

4 - Το Εύρος Δευτερεύουσας Ρύθμισης πρέπει να είναι μεγαλύτερο ή ίσο του μηδενός, και πρέπει να είναι ίσο με τη διαφορά Μέγιστης φόρτισης υπό ΑΡΠ και Ελάχιστης φόρτισης υπό ΑΡΠ. Όταν είναι μηδέν, σημαίνει ότι η μονάδα δε δύναται να παρέχει δευτερεύουσα εφεδρεία. Η τιμή του Εύρους Δευτερεύουσας Ρύθμισης της Δήλωσης Τεχνοοικονομικών Στοιχείων του Άρθρου 44 ελέγχεται ως προς τη συμβατότητά της με την αντίστοιχη τιμή της δήλωσης Καταχωρημένων Χαρακτηριστικών του Άρθρου 262 του ΚΔΣ. Σε κάθε περίπτωση οι Αλγόριθμοι Επίλυσης ΗΕΠ, ΠΚ και ΚΠΧ χρησιμοποιούν την τιμή που υποβάλλεται με την δήλωση τεχνοοικονομικών στοιχείων του Άρθρου 44.

5 - Η Ικανότητα επανεκκίνησης από γενική διακοπή λαμβάνει τιμές μηδέν (0) και ένα (1).

6 - Η Εφεδρεία Πρωτεύουσας Ρύθμισης πρέπει να είναι μεγαλύτερη ή ίση του μηδενός. Η τιμή της Εφεδρείας Πρωτεύουσας Ρύθμισης της Δήλωσης Τεχνοοικονομικών Στοιχείων του Άρθρου 44 ελέγχεται ως προς τη συμβατότητά της με την αντίστοιχη τιμή της δήλωσης Καταχωρημένων Χαρακτηριστικών του Άρθρου 262 του ΚΔΣ. Σε κάθε περίπτωση οι Αλγόριθμοι Επίλυσης ΗΕΠ, ΠΚ και ΠΚΚ χρησιμοποιούν την τιμή που υποβάλλεται με την δήλωση τεχνοοικονομικών στοιχείων του Άρθρου 44.

7 - Η Στατή Εφεδρεία πρέπει να είναι μεγαλύτερη ή ίση του μηδενός.

8 - Το Κόστος καυσίμου για τα καύσιμα Α, Β και Γ πρέπει να είναι μεγαλύτερο ή ίσο του μηδενός.

9 - Η Κατώτερη θερμογόνος δύναμη καυσίμου για τα καύσιμα Α, Β και Γ πρέπει να είναι μεγαλύτερη του μηδενός.

10 - Η Ποσοστιαία σύνθεση καυσίμων σε κάθε σημείο ισχύος της συνάρτησης Ειδικής Κατανάλωσης Θερμότητας (Καυσίμου) πρέπει να είναι μεγαλύτερη ή ίση του μηδενός και μικρότερη του 100%. Το άθροισμα της ποσοστιαίας σύνθεσης για όλα τα καύσιμα πρέπει να είναι ίσο με 100%. Επίσης, εάν υπάρχει έστω και ένα επίπεδο καθαρής παραγωγής με μη-μηδενική ποσοστιαία σύνθεση για ένα καύσιμο, τότε πρέπει η Κατωτέρα Θερμογόνος Δύναμη αυτού του καυσίμου να είναι μη-μηδενική (θετική).

11 - Το Μέσο Ειδικό κόστος πρώτων υλών εκτός καυσίμου (για όλα τα επίπεδα ισχύος της συνάρτησης Ειδικής Κατανάλωσης Καυσίμου) πρέπει να είναι μεγαλύτερο ή ίσο του μηδενός.

12 - Το Μέσο Ειδικό κόστος πρόσθετων δαπανών συντήρησης λόγω λειτουργίας, εκτός δαπανών συντήρησης παγίου χαρακτήρα (για όλα τα επίπεδα ισχύος της συνάρτησης Ειδικής Κατανάλωσης Καυσίμου) πρέπει να είναι μεγαλύτερο ή ίσο του μηδενός.

13 - Το Μέσο Ειδικό Κόστος Εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα (για όλα τα επίπεδα ισχύος της συνάρτησης Ειδικής Κατανάλωσης Καυσίμου) πρέπει να είναι μεγαλύτερο ή ίσο του μηδενός.

14 - Το Ειδικό Κόστος Εκκίνησης, το οποίο καθορίζεται ως το συνολικό μεταβλητό κόστος εκκίνησης της μονάδας έως την τεχνικά ελάχιστη παραγωγή, διακριτά για έναρξη από μη συγχρονισμένη ψυχρή, ενδιάμεση ή θερμή κατάσταση αναμονής.

15 - Το Κόστος καυσίμου που αφορά στη διατήρηση της ετοιμότητας της Μονάδας για την παροχή Τριτεύουσας Μη Στρεφόμενης Εφεδρείας, όταν αυτή δεν είναι συγχρονισμένη, ανά MW της Μέγιστης Τριτεύουσας Μη Στρεφόμενης Εφεδρείας, πρέπει να είναι μεγαλύτερο ή ίσο του μηδενός.

16 - Το Κόστος λειτουργίας και συντήρησης, εκτός του κόστους καυσίμου, που αφορά στη διατήρηση της ετοιμότητας της Μονάδας για την παροχή Τριτεύουσας Μη Στρεφόμενης Εφεδρείας, όταν αυτή δεν είναι συγχρονισμένη, ανά MW της Μέγιστης Τριτεύουσας Μη Στρεφόμενης Εφεδρείας, πρέπει να είναι μεγαλύτερο ή ίσο του μηδενός.

17 - Το Κόστος Αποσυγχρονισμού πρέπει να λαμβάνει τιμή μεγαλύτερη ή ίση του μηδενός και να ισούται με το Ειδικό Κόστος Εκκίνησης από ενδιάμεση κατάσταση αναμονής.

18 - Το Κόστος Μηδενικού Φορτίου της μονάδας πρέπει να είναι μεγαλύτερο ή ίσο του μηδενός.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος και η ΡΑΕ ελέγχουν εάν οι υποβληθείσες Δηλώσεις Τεχνοοικονομικών Στοιχείων είναι αληθείς και ακριβείς. Σχετικές λεπτομέρειες αναφέρονται στον ΚΔΣ και το Εγχειρίδιό του.

Αν μία Δήλωση Τεχνοοικονομικών Στοιχείων κηρυχθεί άκυρη από τη ΡΑΕ, ο αντίστοιχος Παραγωγός υπόκειται σε κυρώσεις για μη συμμόρφωση, όπως καθορίζεται στον ΚΔΣ και το αντίστοιχο Εγχειρίδιό του.

3.3.4 Χρεώσεις λόγω μη νόμιμων Προσφορών και Δηλώσεων

Σε περίπτωση που υποβάλλονται μη νόμιμες Προσφορές ή/και Δηλώσεις προβλέπονται χρεώσεις ο Λειτουργός της Αγοράς ενημερώνει τον Διαχειριστή του Συστήματος, και ο Διαχειριστής του Συστήματος χρεώνει τον Συμμετέχοντα για την υπόψη Ημέρα Κατανομής με χρηματικό ποσό, κατά τις διατάξεις του ΚΔΣ.

3.4 Μεθοδολογία Ημερησίου Ενεργειακού Προγραμματισμού

Στο Τμήμα αυτό παρουσιάζεται η μεθοδολογία κατάρτισης και επίλυσης του ΗΕΠ που περιλαμβάνει: το χρονικό ορίζοντα του ΗΕΠ, τα δεδομένα εισόδου του ΗΕΠ, το χειρισμό των απωλειών μεταφοράς και διανομής, το μηχανισμό επίλυσης του ΗΕΠ, τους περιορισμούς που επιβάλλονται στον μηχανισμό επίλυσης του ΗΕΠ, τις τιμές που υπολογίζονται στην αγορά του ΗΕΠ και τη μεθοδολογία που χρησιμοποιείται για τον υπολογισμό αυτών των τιμών.

3.4.1 Χρονικός Ορίζοντας Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού

Ο χρονικός ορίζοντας του Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού (ΗΕΠ) είναι η επόμενη Ημέρα Κατανομής, η οποία είναι μία ημερολογιακή ημέρα που ξεκινάει στις 12:00 τα μεσάνυχτα (0:00) και τελειώνει στις 24:00. Το διακριτό χρονικό διάστημα του ΗΕΠ είναι η Περίοδος Κατανομής, η οποία είναι μία ημερολογιακή ώρα. Υπάρχουν 24 Περίοδοι Κατανομής σε κάθε Ημέρα Κατανομής, εκτός από τις "μικρές" και "μεγάλες" ημέρες, το φθινόπωρο και την άνοιξη αντίστοιχα, όταν η τοπική ώρα μεταβάλλεται μία ώρα μπροστά και πίσω αντίστοιχα. Η μικρή Ημέρα Κατανομής την άνοιξη αποτελείται από 23 Περιόδους Κατανομής γιατί απουσιάζει η ώρα από τις 03:00 ως τις 04:00. Η μεγάλη Ημέρα Κατανομής το φθινόπωρο αποτελείται από 25 Περιόδους Κατανομής γιατί υπάρχουν δύο Περίοδοι Κατανομής από τις 03:00 ως τις 04:00, μία για την ώρα εξοικονόμησης του ημερήσιου φωτός και άλλη μία για την κανονική ώρα.

3.4.2 Δεδομένα Εισόδου στον Ημερήσιο Ενεργειακό Προγραμματισμό

Το πρόγραμμα του ΗΕΠ υπολογίζεται με βάση τις ακόλουθες πληροφορίες για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής:

1 - Τιμολογούμενες και μη-τιμολογούμενες δηλώσεις φορτίου,

2 - Τιμολογούμενες και μη-τιμολογούμενες προσφορές έγχυσης,

3 - Προσφορές Εφεδρειών,

4 - Απαιτήσεις Εφεδρειών,

5 - Δηλώσεις Τεχνοοικονομικών Στοιχείων,

6 - Δηλώσεις ολικής και μερικής μη διαθεσιμότητας,

7 - Αρχική κατάσταση των μονάδων παραγωγής και σχετικές πληροφορίες στην αρχή της Ημέρας Κατανομής,

8 - Όρια ροής ενεργού ισχύος στα σημεία σύνδεσης των λειτουργικών ζωνών,

9 - Όρια ροής ενεργού ισχύος σε κάθε διασύνδεση,

10 - Πίνακας ΦΔΜ για τις διασυνδέσεις,

11 - Πίνακες συντελεστών απωλειών μεταφοράς και διανομής, και

12 - Μητρώο μονάδων και πίνακας αντιστοίχησης μετρητών και Εκπροσώπων Φορτίου.

3.4.3 Απώλειες Συστήματος Μεταφοράς και Δικτύου Διανομής

Οι απώλειες του Συστήματος Μεταφοράς και του Δικτύου Διανομής συμμετέχουν άμεσα στο Μηχανισμό Επίλυσης ΗΕΠ προσαρμόζοντας τις προσφορές έγχυσης και τις δηλώσεις φορτίου με βάση την ακόλουθη μεθοδολογία:

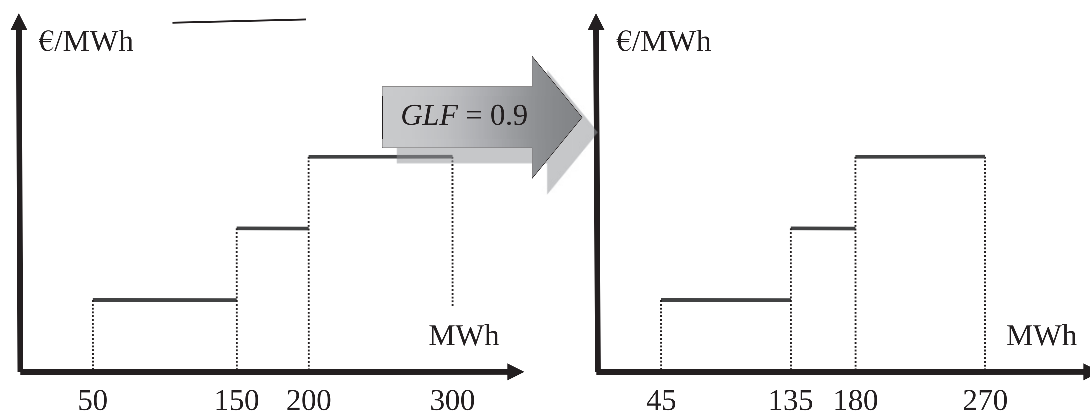
- Οι ποσότητες ενέργειας στις προσφορές έγχυσης από μονάδες παραγωγής και εισαγωγές ενέργειας πολλαπλασιάζονται με τους αντίστοιχους Συντελεστές Απωλειών Έγχυσης, και
- Οι ποσότητες ενέργειας στις δηλώσεις φορτίου που αναφέρονται σε φορτία του δικτύου διανομής πολλαπλασιάζονται με τους αντίστοιχους Συντελεστές Απωλειών Φορτίου.

Από τα παρακάτω σχήματα, το πρώτο δείχνει την επίδραση των απωλειών έγχυσης στις Προσφορές Έγχυσης, και το δεύτερο την επίδραση των απωλειών φορτίου στις Δηλώσεις Φορτίου. Εδώ, η τιμή του GLF ελήφθη ίση με 0,9, καθαρά για λόγους παρουσίασης. Η εκάστοτε πραγματική τιμή του λαμβάνεται βάσει του Πίνακα Συντελεστών Απωλειών Έγχυσης (*δες* σχετική προηγούμενη παράγραφο του παρόντος κεφαλαίου). Δεδομένου ότι οι τιμές του Πίνακα αναφέρονται σε διακριτά επίπεδα φορτίου[8], οι ακριβείς τιμές των συντελεστών προκύπτουν μέσω γραμμικής παρεμβολής μεταξύ των συντελεστών του Πίνακα που βρίσκονται εκατέρωθεν της τιμής του υπόψη φορτίου. Σε περίπτωση που το επίπεδο φορτίου του Συστήματος ξεπεράσει τα όρια της μελέτης του Διαχειριστή του Συστήματος[9], η τιμή του Συντελεστή λαμβάνεται με γραμμική επέκταση του τελευταίου διαθέσιμου διαστήματος. Η ακρίβεια που χρησιμοποιείται κατά τους παραπάνω υπολογισμούς είναι της τάξης των έξι δεκαδικών ψηφίων.

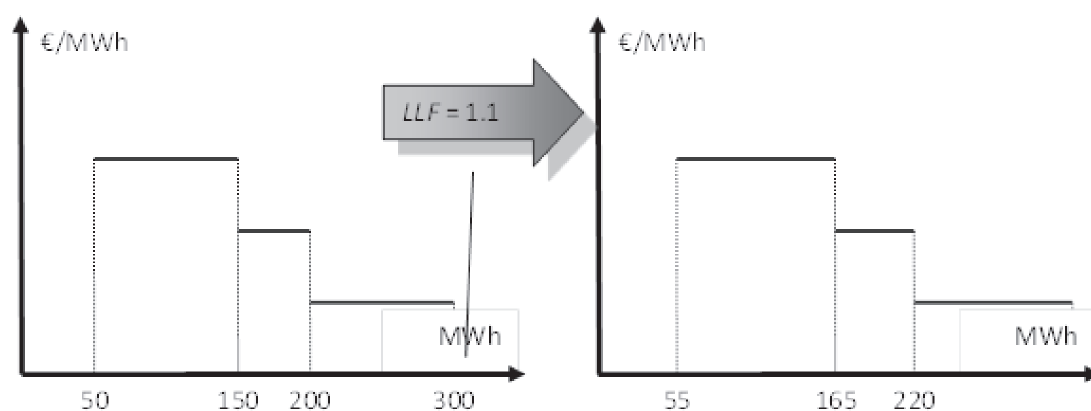
Το Πρόγραμμα ΗΕΠ υπολογίζεται με τις ποσότητες ενέργειας προσαρμοσμένες με τις απώλειες έγχυσης και φορτίου. Αυτές οι προσαρμοσμένες με τις απώλειες ποσότητες ενέργειας αποστέλλονται στην εκκαθάριση του ΗΕΠ, ενώ το Πρόγραμμα ΗΕΠ στα μετρητικά σημεία των γεννητριών και στους μετρητές φορτίου υπολογίζεται διαιρώντας αυτές τις προσαρμοσμένες ποσότητες ενέργειας με τους ισχύοντες συντελεστές απωλειών.

[8] *Τυπικά, ανά 250 MW.*

[9] *(2009) Κάτω όριο: 3500MW, Άνω όριο 11500MW*



ΣΧΗΜΑ 7: **Παράδειγμα προσαρμογής προσφοράς έγχυσης με τις απώλειες μεταφοράς**



ΣΧΗΜΑ 8: **Παράδειγμα προσαρμογής δήλωσης φορτίου με τις απώλειες διανομής**

3.4.4 Μηχανισμός Επίλυσης Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού

Η επίλυση του ΗΕΠ είναι ένα σύνθετο πρόβλημα βελτιστοποίησης όπου βελτιστοποιείται το κοινωνικό πλεόνασμα για όλη την Ημέρα Κατανομής ενώ παράλληλα ισχύει το ισοζύγιο ενέργειας σε κάθε λειτουργική ζώνη του συστήματος, και ικανοποιούνται οι απαιτήσεις σε εφεδρείες, οι διαζωνικοί περιορισμοί μεταφοράς και οι τεχνικοί περιορισμοί των μονάδων.

Η περιγραφή της επίλυσης του ΗΕΠ σε αυτό το τμήμα είναι πολύ γενική, σύμφωνα με μία γενική διατύπωση του προβλήματος ένταξης μονάδων (unit commitment).

3.4.5 Μεταβλητές Απόφασης

Οι μεταβλητές απόφασης στο Μηχανισμό Επίλυσης του ΗΕΠ είναι οι ακόλουθες:

α. Η κατάσταση κάθε μονάδας παραγωγής (σε λειτουργία, σε κράτηση, σε διαδικασία εκκίνησης ή σε διαδικασία σβέσης) για κάθε Περίοδο Κατανομής,

β. Η έγχυση ενέργειας από κάθε βαθμίδα τιμολογούμενης προσφοράς έγχυσης μονάδας παραγωγής, για κάθε Περίοδο Κατανομής,

γ. Η απορρόφηση ενέργειας από κάθε βαθμίδα τιμολογούμενης δήλωσης φορτίου κάθε Συμμετέχοντα, για κάθε Περίοδο Κατανομής,

δ. Η έγχυση ενέργειας από κάθε βαθμίδα τιμολογούμενης προσφοράς έγχυσης για εισαγωγές, για κάθε Περίοδο Κατανομής,

ε. Η απορρόφηση ενέργειας από κάθε βαθμίδα τιμολογούμενης δήλωσης φορτίου για εξαγωγές, για κάθε Περίοδο Κατανομής,

στ. Η παρεχόμενη πρωτεύουσα εφεδρεία κάθε μονάδας παραγωγής για κάθε Περίοδο Κατανομής,

ζ. Η παρεχόμενη άνω και κάτω δευτερεύουσα εφεδρεία κάθε μονάδας παραγωγής για κάθε Περίοδο Κατανομής,

η. Η παρεχόμενη τριτεύουσα στρεφόμενη εφεδρεία κάθε μονάδας παραγωγής για κάθε Περίοδο Κατανομής, και

θ. Η παρεχόμενη τριτεύουσα μη-στρεφόμενη εφεδρεία κάθε μονάδας παραγωγής για κάθε Περίοδο Κατανομής.

Τέσσερις τρόποι λειτουργίας μοντελοποιούνται για τις μονάδες παραγωγής:

α. Λειτουργία: η μονάδα είναι συνδεδεμένη και συγχρονισμένη με το δίκτυο,

β. Κράτηση: η μονάδα δεν είναι συνδεδεμένη στο δίκτυο και δεν παράγει ενέργεια,

γ. Εκκίνηση: η μονάδα είναι σε διαδικασία εκκίνησης, και

δ. Σβέση: η μονάδα είναι σε διαδικασία σβέσης.

Οι λειτουργίες εκκίνησης και σβέσης εφαρμόζονται μόνο σε μονάδες που έχουν χρόνους εκκίνησης και σβέσης μεγαλύτερους από μία ώρα, αντίστοιχα, καθώς αυτές οι μονάδες χρειάζονται περισσότερο από μία Περίοδο Κατανομής (ένα διάστημα) για να εκτελέσουν αυτές τις λειτουργίες, επομένως θα βρίσκονται σε αυτές τις μεταβατικές καταστάσεις τουλάχιστον για μία Περίοδο Κατανομής (ένα διάστημα). Διαφορετικά, η κατάσταση της μονάδας μεταβάλλεται άμεσα, από κράτηση σε λειτουργία και αντιστρόφως, χωρίς ενδιάμεσες καταστάσεις λειτουργίας.

Οι μη τιμολογούμενες προσφορές έγχυσης και δηλώσεις φορτίου είναι σταθερές στη διαμόρφωση του προβλήματος.

Οι προσφορές εφεδρειών των μονάδων παραγωγής οφείλουν να γίνονται για το σύνολο της βεβαιωμένης ικανότητάς τους για κάθε εφεδρεία. Πρωτεύουσα, δευτερεύουσα και τριτεύουσα στρεφόμενη εφεδρεία μπορούν να παρασχεθούν μόνο από μονάδες σε λειτουργία. Τριτεύουσα μη-στρεφόμενη εφεδρεία μπορεί να παρασχεθεί μόνο από μονάδες υπό συνθήκες κράτησης.

3.4.6 Εξαρτημένες Μεταβλητές

Οι εξαρτημένες μεταβλητές σχετίζονται με τις μεταβλητές απόφασης μέσω των περιορισμών. Οι εξαρτημένες μεταβλητές στο Μηχανισμό Επίλυσης της Αγοράς του ΗΕΠ είναι οι ακόλουθες:

α. Η έγχυση ενέργειας από κάθε μονάδα παραγωγής για κάθε Περίοδο Κατανομής,

β. Η απορρόφηση ενέργειας από κάθε Συμμετέχοντα για κάθε Περίοδο Κατανομής,

γ. Η έγχυση ενέργειας από κάθε Συμμετέχοντα για εισαγωγές σε κάθε διασύνδεση για κάθε Περίοδο Κατανομής,

δ. Η απορρόφηση ενέργειας από κάθε Συμμετέχοντα για εξαγωγές σε κάθε διασύνδεση για κάθε Περίοδο Κατανομής,

ε. Καθαρή ροή ενεργού ισχύος σε κάθε σημείο σύνδεσης των λειτουργικών ζωνών και σε κάθε διασύνδεση για κάθε Περίοδο Κατανομής,

στ. Η κατάσταση για λειτουργία υπό ΑΡΠ για κάθε μονάδα παραγωγής σε κάθε Περίοδο Κατανομής,

ζ. Ο αριθμός Περιόδων Κατανομής (διαστήματα) στα οποία κάθε μονάδα παραγωγής παραμένει σε μία συγκεκριμένη κατάσταση λειτουργίας, για κάθε Περίοδο Κατανομής, και

η. Η κατάσταση παραμονής σε ετοιμότητα για κάθε μονάδα παραγωγής (θερμή / ενδιάμεση / ψυχρή) για κάθε Περίοδο Κατανομής.

Οι εγχύσεις και απορροφήσεις ενέργειας εξάγονται από το άθροισμα των εγχύσεων των τιμολογούμενων προσφορών έγχυσης ή των απορροφήσεων των τιμολογούμενων δηλώσεων φορτίου όλων των βαθμίδων συμπεριλαμβανομένων των μη-τιμολογούμενων.

Η έγχυση μιας μονάδας παραγωγής κατά την περίοδο προετοιμασίας συγχρονισμού είναι μηδέν, κατά την περίοδο παραμονής στο ενδιάμεσο φορτίο είναι ίση με το φορτίο συγχρονισμού, και κατά την περίοδο αποσυγχρονισμού παράγεται από μία γραμμική μεταβολή από την τεχνικά ελάχιστη παραγωγή μέχρι το μηδέν. Επιπλέον, κάθε μονάδα παραγωγής παραμένει στην τεχνικά ελάχιστη παραγωγή της για τουλάχιστον μία Περίοδο Κατανομής (διάστημα) μετά από μία εκκίνηση και πριν από μία σβέση και δεν παρέχει εφεδρείες κατά τη διάρκεια αυτού του διαστήματος.

Η κατάσταση λειτουργίας υπό ΑΡΠ μίας μονάδας παραγωγής εξαρτάται από το αν αυτή η μονάδα παρέχει δευτερεύουσα εφεδρεία ή όχι. Η κατάσταση της μονάδας κατά τη διάρκεια παραμονής σε κατάσταση αναμονής εξαρτάται από το χρόνο κράτησης της υπόψη μονάδας.

3.4.7 Δυϊκές Μεταβλητές

Οι δυϊκές μεταβλητές σχετίζονται με τους περιορισμούς του προβλήματος. Η δυϊκή τιμή ενός δεσμευτικού περιορισμού είναι μη μηδενική, και εκφράζει την επίδραση στο συνολικό κόστος του συστήματος της οριακής «χαλάρωσης» του περιορισμού. Οι δυϊκές τιμές των περιορισμών που δεν είναι δεσμευτικοί για την επίτευξη της βέλτιστης λύσης είναι μηδενικές. Οι βασικές δυϊκές μεταβλητές που επηρεάζουν τις οριακές τιμές στον Μηχανισμό Επίλυσης του ΗΕΠ είναι οι ακόλουθες:

- Οι δυϊκές τιμές των περιορισμών του ισοζυγίου ενέργειας σε κάθε Λειτουργική Ζώνη και Περίοδο Κατανομής, και

- Οι δυϊκές τιμές των διαζωνικών περιορισμών μεταφοράς του Συστήματος σε κάθε Περίοδο Κατανομής.

3.4.8 Αντικειμενική Συνάρτηση

Η αντικειμενική συνάρτηση που πρέπει να ελαχιστοποιηθεί στον Μηχανισμό Επίλυσης του ΗΕΠ αποτελείται από τα ακόλουθα στοιχεία κόστους:

α. Το κόστος εκκίνησης των μονάδων παραγωγής για κάθε εκκίνηση στην Ημέρα Κατανομής. Σύμφωνα με τον ΚΣΗΕ (Άρθρο 55), το κόστος εκκίνησης των μονάδων θεωρείται ίσο με μηδέν στον ΗΕΠ.

β. Το κόστος αποσυγχρονισμού των μονάδων παραγωγής για κάθε σβέση στην Ημέρα Κατανομής. Σύμφωνα με τον ΚΣΗΕ (Άρθρο 55), το κόστος αποσυγχρονισμού των μονάδων θεωρείται ίσο με το πραγματικό κόστος εκκίνησης από ενδιάμεση κατάσταση.

γ. Το κόστος παραγωγής ενέργειας των ενταγμένων μονάδων παραγωγής για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής,

δ. Το κόστος που προκύπτει από τις τιμολογούμενες προσφορές έγχυσης για εισαγωγές για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής,

ε. Το όφελος που προκύπτει από τις τιμολογούμενες δηλώσεις φορτίου για εξαγωγές για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής,

στ. Το όφελος που προκύπτει από τις τιμολογούμενες δηλώσεις φορτίου από τους Προμηθευτές (για τους καταναλωτές) για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής,

ζ. Το κόστος προμήθειας πρωτεύουσας εφεδρείας των ενταγμένων μονάδων παραγωγής για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής,

η. Το κόστος προμήθειας εύρους δευτερεύουσας ρύθμισης των ενταγμένων μονάδων παραγωγής για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής,

θ. Το ενδεχόμενο κόστος προμήθειας τριτεύουσας στρεφόμενης εφεδρείας των ενταγμένων μονάδων παραγωγής για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής, και

ι. Το ενδεχόμενο κόστος προμήθειας τριτεύουσας μη-στρεφόμενης εφεδρείας των μη ενταγμένων μονάδων παραγωγής για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής.

3.4.9 Περιορισμοί

3.4.9.1 Ισοζύγιο Ενέργειας

Με τους περιορισμούς ισοζυγίου ενέργειας σε κάθε Λειτουργική Ζώνη του συστήματος εξισώνεται η συνολική έγχυση ενέργειας με τη συνολική απορρόφηση ενέργειας σε κάθε Λειτουργική Ζώνη, για κάθε Περίοδο Κατανομής. Για κάθε Λειτουργική Ζώνη, η προσαρμοσμένη έγχυση ενέργειας από τις μονάδες παραγωγής και τις εισαγωγές εξισώνεται, ώστε να ληφθούν υπόψη οι απώλειες του συστήματος μεταφοράς, με την προσαρμοσμένη απορρόφηση ενέργειας από τις δηλώσεις φορτίου των Προμηθευτών, ώστε να ληφθούν υπόψη οι απώλειες του δικτύου διανομής από τη Ζώνη αυτή.

Σε κάθε περίπτωση, η πρόβλεψη φορτίου ή οι μη-τιμολογούμενες δηλώσεις φορτίου υπολογίζονται στο σημείο αγοραπωλησίας του ΗΕΠ (ή σημείο εκκαθάρισης της αγοράς, ή market point) πριν εισαχθούν στον περιορισμό ισοζυγίου ενέργειας κάθε Λειτουργικής Ζώνης.

3.4.9.2 Απαιτήσεις Εφεδρειών

Οι περιορισμοί των απαιτήσεων εφεδρειών εξασφαλίζουν την απαιτούμενη ποσότητα εφεδρειών για κάθε εφεδρεία και για κάθε Περίοδο Κατανομής. Κάθε απαίτηση εφεδρειών καλύπτεται από εφεδρείες του ίδιου τύπου (δε γίνεται επικάλυψη εφεδρειών).

Οι απαιτήσεις εφεδρειών που θέτει ο Λειτουργός της Αγοράς στον ΗΕΠ βάσει των σχετικών υποβολών του Διαχειριστή του Συστήματος για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής είναι οι κάτωθι:

α. απαίτηση πρωτεύουσας εφεδρείας,

β. απαίτηση δευτερεύουσας άνω εφεδρείας,

γ. απαίτηση δευτερεύουσας κάτω εφεδρείας,

δ. απαίτηση γρήγορης δευτερεύουσας άνω εφεδρείας,

ε. απαίτηση γρήγορης δευτερεύουσας κάτω εφεδρείας, και

στ. απαίτηση τριτεύουσας εφεδρείας.

Οι απαιτήσεις γρήγορης δευτερεύουσας εφεδρείας τίθενται για τη χρήση μονάδων με αρκετά μεγάλο ρυθμό μεταβολής υπό ΑΡΠ καθ΄ολη τη διάρκεια της Ημέρας Κατανομής, π.χ. με ρυθμό μεγαλύτερο ή ίσο με 50 MW/min. Ουσιαστικά, οι περιορισμοί αυτοί επιβάλλουν την ύπαρξη, καθόλη τη διάρκεια της Ημέρας Κατανομής, μίας κατ’ελάχιστο, ενταγμένης υδροηλεκτρικής μονάδας, που να παρέχει δευτερεύουσα εφεδρεία.

3.4.9.3 Ικανότητα Εφεδρειών

Η παρεχόμενη εφεδρεία από κάθε μονάδα παραγωγής για κάθε Περίοδο Κατανομής περιορίζεται από την επιβεβαιωμένη ικανότητά της για την παροχή της εφεδρείας αυτής.

Η παρεχόμενη πρωτεύουσα εφεδρείας δεν περιορίζεται από κανένα χρονικό πλαίσιο διότι η απόκριση του ρυθμιστή στροφών είναι πολύ γρήγορη σε κάθε περίπτωση.

Η δευτερεύουσα εφεδρεία έχει δύο χρονικά πλαίσια, ένα για γρήγορη δευτερεύουσα εφεδρεία και ένα για κανονική δευτερεύουσα εφεδρεία. Το όριο ικανότητας παροχής δευτερεύουσας εφεδρείας λαμβάνει υπόψη τις τιμές του ρυθμού μεταβολής υπό Αυτόματη Ρύθμιση Παραγωγής (ΑΡΠ) των μονάδων (τόσο για άνω όσο και για κάτω εφεδρεία). Σημειώνεται ότι δυνατότητα παροχής δευτερεύουσας εφεδρείας προς τα κάτω έχουν και οι υδροηλεκτρικές μονάδες που έχουν τη δυνατότητα να λειτουργήσουν και σαν αντλητικές μονάδες.

Το όριο ικανότητας εφεδρειών για την τριτεύουσα μη-στρεφόμενη εφεδρεία λαμβάνει επίσης υπόψη το χρόνο εκκίνησης της μονάδας καθώς η μονάδα πρέπει πρώτα να εκκινήσει προκειμένου να παράγει ενέργεια όταν κληθεί να παρέχει τις υπόψη υπηρεσίες.

3.4.9.4 Όρια Ικανότητας Παραγωγής

Τα προγράμματα εγχύσεων και εφεδρειών για κάθε μονάδα παραγωγής σε κάθε Περίοδο Κατανομής περιορίζονται ανάμεσα στο κατώτερο και στο ανώτερο όριο ρύθμισης ή λειτουργίας της μονάδας, ανάλογα με το αν η μονάδα είναι σε ΑΡΠ ή όχι. Μία μονάδα θεωρείται ότι είναι σε ΑΡΠ όταν έχει πρόγραμμα δευτερεύουσας εφεδρείας. Όσο είναι σε ΑΡΠ, η μονάδα λειτουργεί μέσα στα όρια ρύθμισής της. Κατά εξαίρεση, το πρόγραμμα πρωτεύουσας εφεδρείας για λειτουργία σε ΑΡΠ δεν περιορίζεται από τα όρια

ρύθμισης αλλά, αντίθετα, από τα όρια λειτουργίας της καθώς ο ρυθμιστής στροφών της μονάδας μπορεί να αποκριθεί σε διαταραχές συχνότητας οδηγώντας την μονάδα εκτός των ορίων λειτουργίας της.

Τα όρια ρύθμισης συνήθως είναι πιο περιοριστικά από τα λειτουργικά όρια. Το κατώτερο λειτουργικό όριο είναι η τεχνικά ελάχιστη παραγωγή. Το ανώτερο λειτουργικό όριο είναι η μέγιστη διαθέσιμη ικανότητα, όπως αυτή μεταβάλλεται από κάθε ισχύουσα δήλωση μη διαθεσιμότητας. Στην τελευταία περίπτωση, και για λειτουργία σε ΑΡΠ, το ανώτερο όριο για τα προγράμματα εγχύσεων και εφεδρειών είναι η μικρότερη τιμή ανάμεσα στη μέγιστη διαθέσιμη ικανότητα και στο δηλωμένο ανώτερο όριο ρύθμισης.

3.4.9.5 Περιορισμοί Μεταφοράς

Οι περιορισμοί μεταφοράς που εφαρμόζονται στον Μηχανισμό Επίλυσης του ΗΕΠ σε κάθε Περίοδο Κατανομής είναι οι κάτωθι:

- Αμφίπλευρα όρια καθαρών ροών ενεργού ισχύος στα σημεία σύνδεσης των λειτουργικών ζωνών,
- Όρια καθαρών ροών ενεργού ισχύος σε κάθε διασύνδεση για εισαγωγές και εξαγωγές. Σημειώνεται ότι στους περιορισμούς αυτούς λαμβάνεται υπόψη η διαδικασία συμψηφισμού εισαγωγών/εξαγωγών (netting).

3.4.9.6 Διαχρονικοί Περιορισμοί

Οι διαχρονικοί περιορισμοί οι οποίοι εφαρμόζονται σε κάθε μονάδα παραγωγής στον Μηχανισμό Επίλυσης του ΗΕΠ είναι οι κάτωθι:

α. Ελάχιστος χρόνος παραμονής σε λειτουργία: η μονάδα πρέπει να παραμείνει σε λειτουργία τουλάχιστον για αυτό το χρόνο από τη στιγμή που θα δεχθεί την εντολή για συγχρονισμό και ένταξη.

β. Ελάχιστος χρόνος κράτησης: η μονάδα πρέπει να παραμείνει υπό κράτηση τουλάχιστον για αυτό το χρόνο από τη στιγμή που θα ολοκληρώσει έναν αποσυγχρονισμό της.

γ. Περιορισμός χρόνου παραμονής στην περίοδο προετοιμασίας συγχρονισμού: η μονάδα πρέπει να παραμείνει στην περίοδο προετοιμασίας συγχρονισμού κατά τη διάρκεια αυτού του χρόνου από τη στιγμή που θα ξεκινήσει η διαδικασία εκκίνησής της (από την εντολή για συγχρονισμό).

δ. Περιορισμός χρόνου παραμονής στο ενδιάμεσο φορτίο: η μονάδα πρέπει να παραμείνει στην περίοδο παραμονής στο ενδιάμεσο φορτίο κατά τη διάρκεια αυτού του χρόνου από τη στιγμή που θα συγχρονίσει έως ότου φτάσει το τεχνικό της ελάχιστο.

ε. Περιορισμός χρόνου αποσυγχρονισμού: η μονάδα πρέπει να παραμείνει σε λειτουργία αποσυγχρονισμού κατά τη διάρκεια αυτού του χρόνου από τη στιγμή που θα ξεκινήσει η διαδικασία αποσυγχρονισμού της.

στ. Περιορισμοί του ρυθμού μεταβολής παραγωγής: η αλλαγή του προγράμματος έγχυσης μίας μονάδας από τη μία Περίοδο Κατανομής στην άλλη, περιορίζεται, προς τα επάνω και προς τα κάτω, από την ικανότητα μεταβολής παραγωγής της μονάδας, που ορίζεται από τους ρυθμούς ανόδου και καθόδου, ή το αντίστοιχο εύρος ρύθμισης εάν η μονάδα είναι σε ΑΡΠ.

3.4.10 Κανόνας αποσύνδεσης – Χειρισμού Προσφορών με Ίδια Τιμή

3.4.10.1 Προσφορές Έγχυσης

Σε περίπτωση προσφορών έγχυσης με την ίδια τιμή προσφοράς (σε κάποια από τις βαθμίδες προσφοράς τους), γίνονται οι εξής χειρισμοί από το μηχανισμό επίλυσης του ΗΕΠ:

α. Πρώτα, επιλέγεται τυχαία ένα είδος προσφορών στο οποίο θα εφαρμοστεί ο κανόνας αποσύνδεσης των προσφορών, από τα κάτωθι είδη προσφορών:
   - θερμικές μονάδες,
   - εισαγωγές,
   - υδροηλεκτρικές μονάδες.

β. Εάν επιλεγεί έγχυση από θερμικές μονάδες ή εισαγωγές με την ίδια τιμή προσφοράς (σε κάποια από τις βαθμίδες προσφοράς τους), τότε οι συγκεκριμένες προσφορές έγχυσης που μερικώς ή ολικώς εντάσσονται στο πρόγραμμα του ΗΕΠ, θα επιλεγούν **τυχαία**. Στην περίπτωση αυτή, η τυχαία ταξινόμηση αυτών των προσφορών θα καθορίσει ποια προσφορά θα επιλεγεί.

γ. Εάν επιλεγεί έγχυση από υδροηλεκτρικές μονάδες, τότε η ποσότητα ενέργειας που απαιτείται για τη συμπλήρωση του Προγράμματος ΗΕΠ κατανέμεται στις αντίστοιχες προσφορές έγχυσης **κατ' αναλογία** των ποσοτήτων ενέργειας που περιλαμβάνεται στις προς επιλογήν βαθμίδες μεταξύ των προσφορών αυτών. Στην περίπτωση αυτή, ο κανόνας της αναλογίας θα εφαρμοστεί σε περίπτωση που πολλές προσφορές με την ίδια τιμή επιλεγούν ταυτόχρονα.

Οι προσφορές έγχυσης από υδροηλεκτρικές μονάδες με τις ίδιες τιμές θεωρούνται αλληλένδετες. Αυτές οι προσφορές έγχυσης κατανέμονται σε αναλογία της ποσότητας σε MW των αλληλένδετων βαθμίδων ενέργειας. Αυτό επιτυγχάνεται με το μοντέλο αποσύνδεσης που εφαρμόζεται στην επίλυση του ΗΕΠ, διατυπώνοντας τον κανόνα αποσύνδεσης σαν έναν χαλαρό περιορισμό.

3.4.10.2 Δηλώσεις φορτίου

Σε περίπτωση δηλώσεων φορτίου με την ίδια τιμή προσφοράς (σε κάποια από τις βαθμίδες προσφοράς τους), η μέθοδος τυχαίας επιλογής εφαρμόζεται για τον προσδιορισμό της προτεραιότητας ένταξης αυτών των δηλώσεων φορτίου. Η τυχαία επιλογή απόσυρσης προσφορών από φορτία ή εξαγωγές γίνεται με την τυχαία ταξινόμηση των προσφορών που έχουν τις ίδιες τιμές.

3.4.10.3 Προσφορές Εφεδρειών

Σε περίπτωση προσφορών εφεδρειών με την ίδια τιμή προσφοράς, γίνεται τυχαία επιλογή μεταξύ των προσφορών αυτών.

3.4.10.4 Χειρισμός από το Μηχανισμό Επίλυσης ΗΕΠ

Πιθανές προσφορές με ίδια τιμή μπορούν να αναγνωριστούν και να συνδυαστούν όταν έχουν ίδιες τιμές προσφορών. Η λογική της αποσύνδεσης εφαρμόζεται σε αυτές τις προσφορές ως μέρος του προβλήματος βελτιστοποίησης. Αυτή η προσέγγιση, που γίνεται με τη διατύπωση ενός περιορισμού, είναι το πρώτο βήμα για την αποσύνδεση των προσφορών με την ίδια τιμή, όταν εφαρμόζεται η κατ' αναλογία ένταξη.

Θεωρούμε ότι την ώρα *t*, *K* βαθμίδες προσφορών είναι αλληλένδετες και εκφράζονται από το ταξινομημένο σύνολο S_K. Το εύρος σε MW για οποιεσδήποτε δύο βαθμίδες *cobi* και *cobj* από αυτές είναι $BandWidth_{cobi}$ και $BandWidth_{cobj}$, αντίστοιχα. Οι ακόλουθοι περιορισμοί τίθενται ως μέρος της διατύπωσης του προβλήματος ώστε οι βαθμίδες με την ίδια τιμή να κατανέμονται ανάλογα με το αντίστοιχο εύρος τους:

$$Slack1_{cobi,cobj} - Slack2_{cobi,cobj} =$$
$$BandWidth_{cobj} \times BandMW_{cobi} - BandWidth_{cobi} \times BandMW_{cobj}$$

όπου

$cobi \neq cobj$; $cobi, cobj \in S_K$;

$Slack1_{cobi,cobj} \geq 0$: Μεταβλητή αναφοράς 1 για τις τιμολογιακά αλληλένδετες βαθμίδες *cobi* και cobj;

$Slack2_{cobi,cobj} \geq 0$: Μεταβλητή αναφοράς 2 για τις τιμολογιακά αλληλένδετες βαθμίδες *cobi* και cobj.

Οι μεταβλητές αναφοράς $Slack1_{cobi,cobj}$ και $Slack2_{cobi,cobj}$, επιβαρύνουν την αντικειμενική συνάρτηση με πολύ μικρούς συντελεστές ποινής (της τάξης του 10^{-6}). Σαν αποτέλεσμα, οι βαθμίδες με ίδια τιμή κατανέμονται σε αναλογία με το μέγεθός τους, με την προϋπόθεση ότι αυτή η προσέγγιση δεν θα προκαλέσει την παράβαση κάποιου άλλου περιορισμού και δε θα επηρεάσει άλλες ανταγωνιστικές τιμολογούμενες προσφορές.

3.4.11 Σειρά άρσης παραβίασης των περιορισμών κατά την επίλυση του ΗΕΠ

Για την αντιμετώπιση του προβλήματος μη σύγκλισης κάτω από συγκεκριμένες περιστάσεις, προστίθενται, σε κάθε περιορισμό, επιπλέον μεταβλητές παράβασης (έλλειψης ή περίσσειας), καθώς και πρόσθετοι όροι για τα κόστη ποινής των μεταβλητών παράβασης στην αντικειμενική συνάρτηση.

Οι τιμές των κοστών ποινής (penalty costs) που εφαρμόζονται στον ΗΕΠ φαίνονται στην § I.3.2.2.11 του Παραρτήματος I. Οι τιμές ποινής (penalty costs) των παραπάνω μεταβλητών θέτουν τη σχετική σειρά παραβίασης των περιορισμών έτσι ώστε ο ΗΕΠ να επιλύεται με παραβίαση των περιορισμών (Solved with Violations). Χαμηλότερη τιμή ποινής, της μεταβλητής χαλάρωσης του αντίστοιχου περιορισμού σημαίνει προτεραιότητα στην παραβίαση αυτού του περιορισμού σε σχέση με έναν άλλο στου οποίου τη μεταβλητή χαλάρωσης έχει αντιστοιχισθεί υψηλότερη τιμή ποινής. Η σειρά παραβίασης των περιορισμών κατά την επίλυση του ΗΕΠ είναι η κάτωθι. Η παραβίαση γίνεται εάν απαιτείται, διαφορετικά παραβιάζεται ο επόμενος περιορισμός:

Αρχικά, παραβιάζεται τυχόν γενικός περιορισμός, ο οποίος στην περίπτωση του ΗΕΠ χρησιμοποιείται αποκλειστικά και μόνον για την εισαγωγή του ειδικού περιορισμού της ελάχιστης παραγωγής ενέργειας από τις Μονάδες του άρθρου 96 §2 περίπτωση στ’ στοιχείο ββ’ Ν.4001/2011, 3(Ε) του Άρθρου 55 του ΚΣΗΕ.

Στη συνέχεια, παραβιάζεται ο περιορισμός της τριτεύουσας εφεδρείας του συστήματος, 3(Β) του Άρθρου 55 του ΚΣΗΕ.

Στη συνέχεια, παραβιάζεται ο περιορισμός του ισοζυγίου ενέργειας κάθε Λειτουργικής Ζώνης του συστήματος ή του συστήματος συνολικά, 3(Α) του Άρθρου 55 του ΚΣΗΕ.

Στη συνέχεια, παραβιάζεται ο περιορισμός της Μέγιστης Ημερήσιας Έγχυσης Ενέργειας στο Σύστημα από Υδροηλεκτρική Μονάδα, 3(Ζ) του Άρθρου 55 του ΚΣΗΕ.

Στη συνέχεια, παραβιάζεται ο περιορισμός της δευτερεύουσας εφεδρείας του συστήματος, 3(Β) του Άρθρου 55 του ΚΣΗΕ.

Στη συνέχεια, παραβιάζεται ο περιορισμός της πρωτεύουσας εφεδρείας του συστήματος, 3(Β) του Άρθρου 55 του ΚΣΗΕ.

Στη συνέχεια, παραβιάζονται οι τεχνικοί περιορισμοί των Μονάδων Παραγωγής (Τεχνικό Ελάχιστο, Τεχνικό Μέγιστο και Ρυθμός Μεταβολής), 3(Γ) του Άρθρου 55 του ΚΣΗΕ.

Τέλος, παραβιάζονται οι περιορισμοί των διαθέσιμων ικανοτήτων μεταφοράς των Διασυνδέσεων (NTC) για εισαγωγές και εξαγωγές, 3(Δ) του Άρθρου 55 του ΚΣΗΕ.

3.4.11.1 Ενέργειες του Λειτουργού της Αγοράς σε περίπτωση παραβίασης περιορισμών του ΗΕΠ

Σε περιπτώσεις παραβίασης των περιορισμών του προβλήματος ΗΕΠ, ο Λειτουργός της Αγοράς προβαίνει κατά την επίλυση του ΗΕΠ στις ακόλουθες ενέργειες:

Σε περίπτωση κατά την οποία παραβιάζεται ο Γενικός Περιορισμός, δηλαδή ο ειδικός Περιορισμός της ελάχιστης παραγωγής ενέργειας από τις Μονάδες του άρθρου 96 παρ. 2 περίπτωση στ’ στοιχείο ββ’ Ν.4001/2011, 3(Ε) του Άρθρου 55 του ΚΣΗΕ, τότε ο Λειτουργός της Αγοράς αγνοεί την αρχική επίλυση του ΗΕΠ (λύση Α – με παραβιάσεις (with violations)), και επιλύει εκ νέου τον ΗΕΠ χαλαρώνοντας σταδιακά/οριακά τον περιορισμό έως ότου προκύψει επίλυση του ΗΕΠ χωρίς παραβιάσεις (λύση Β – χωρίς παραβιάσεις (without violations)). Αυτή η δεύτερη λύση, συμπεριλαμβανομένων των Οριακών Τιμών Συστήματος (ΟΤΣ) και του Προγραμματισμού Εγχύσεων – Απομαστεύσεων Ενέργειας και Επικουρικών Υπηρεσιών, αποτελεί την οριστική δημοσιεύσιμη επίλυση του ΗΕΠ, επί της οποίας θα γίνει η αντίστοιχη εκκαθάριση.

Σε περίπτωση κατά την οποία παραβιάζεται ο Περιορισμός Τριτεύουσας Εφεδρείας Συστήματος, 3(Β) του Άρθρου 55 του ΚΣΗΕ, τότε ο Λειτουργός της Αγοράς αγνοεί την αρχική επίλυση του ΗΕΠ (λύση Α – με παραβιάσεις (with violations)), και επιλύει εκ νέου τον ΗΕΠ χαλαρώνοντας σταδιακά/οριακά τον περιορισμό έως ότου προκύψει επίλυση του ΗΕΠ χωρίς παραβιάσεις (λύση Β – χωρίς παραβιάσεις (without violations)). Αυτή η δεύτερη λύση, συμπεριλαμβανομένων των Οριακών Τιμών Συστήματος (ΟΤΣ) και του Προγραμματισμού Εγχύσεων – Απομαστεύσεων Ενέργειας και Επικουρικών Υπηρεσιών, αποτελεί την οριστική δημοσιεύσιμη επίλυση του ΗΕΠ επί της οποίας θα γίνει η αντίστοιχη εκκαθάριση.

Σε περίπτωση κατά την οποία παραβιάζεται ο Περιορισμός Ωριαίου Ισοζυγίου Ενέργειας, 3(Α) του Άρθρου 55 του ΚΣΗΕ, τότε ως Οριακές Τιμές Συστήματος (ΟΤΣ) της επίλυσης του ΗΕΠ ο Λειτουργός της Αγοράς θέτει τις ΟΤΣ της αρχικής επίλυσης του ΗΕΠ (λύση Α – με παραβιάσεις (with violations)) αντικαθιστώντας τις αρνητικές τιμές κάθε ΟΤΣ με μηδέν (0) €/MWh και τις μεγαλύτερες από τη Διοικητικά Οριζόμενη Μέγιστη Τιμή Προσφοράς Ενέργειας τιμές κάθε ΟΤΣ με τη Διοικητικά Οριζόμενη Μέγιστη Τιμή Προσφοράς Ενέργειας. Για τον καθορισμό του Προγραμματισμού Εγχύσεων – Απομαστεύσεων Ενέργειας και Επικουρικών Υπηρεσιών, ο Λειτουργός της Αγοράς εισάγει μη τιμολογούμενες Προσφορές Έγχυσης ή Δηλώσεις Φορτίου με αντίστοιχα προγράμματα Εισαγωγών ή Εξαγωγών ποσοτήτων ενέργειας βάσει του μεγέθους παράβασης του Περιορισμού ανά Ώρα Κατανομής και επιλύει εκ νέου τον ΗΕΠ έως ότου προκύψει επίλυση του ΗΕΠ χωρίς παραβιάσεις (λύση Β – χωρίς παραβιάσεις (without violations)). Η προκύπτουσα σύνθετη λύση, ήτοι οι Οριακές Τιμές Συστήματος (ΟΤΣ) από την λύση Α και ο Προγραμματισμός Εγχύσεων – Απομαστεύσεων Ενέργειας και Επικουρικών Υπηρεσιών από την λύση Β, αποτελεί την οριστική δημοσιεύσιμη επίλυση του ΗΕΠ επί της οποίας θα γίνει η αντίστοιχη εκκαθάριση. Στη συνέχεια και αμέσως

ο Λειτουργός της Αγοράς: α) στην περίπτωση έλλειψης παραγωγής, συνυπολογίζοντας τις ποσότητες εισαγωγών για τις οποίες προσέθεσε Προσφορές Έγχυσης μετά την λύση Α και τις τυχόν ποσότητες εγγυημένων εξαγωγών που περικόπηκαν με την λύση Α, εκδίδει Δήλωση Έκτακτης Ανάγκης και δημοσιεύει το πρόγραμμα έλλειψης παραγωγής για την αντίστοιχη Ημέρα Κατανομής, β) στην περίπτωση περίσσειας παραγωγής, συνυπολογίζοντας τις ποσότητες εξαγωγών για τις οποίες έθεσε Δηλώσεις Φορτίου μετά την λύση Α και τις τυχόν ποσότητες εγγυημένων εισαγωγών που περικόπηκαν με την λύση Α, δημοσιεύει το πρόγραμμα περίσσειας παραγωγής για την αντίστοιχη Ημέρα Κατανομής. Επίσης, ο Λειτουργός της Αγοράς ενημερώνει το Διαχειριστή του Συστήματος ώστε αυτός να κηρύξει Κατάσταση Έκτακτης Ανάγκης για το Σύστημα και να λάβει όλα τα απαραίτητα μέτρα αντιμετώπισης της έλλειψης ή περίσσειας παραγωγής.

Κατά κανόνα, η παραβίαση του προηγούμενου Περιορισμού αποτρέπει, λόγω των προαναφερθέντων τιμών ποινής, την παραβίαση του Περιορισμού της Μέγιστης Ημερήσιας Έγχυσης Ενέργειας στο Σύστημα από Υδροηλεκτρική Μονάδα, 3(Ζ) του Άρθρου 55 του ΚΣΗΕ. Για αυτό τον λόγο αλλά και για την αποφυγή παρακράτησης διαθεσιμότητας, ο Λειτουργός της Αγοράς θα αποδέχεται από τον Διαχειριστή του Συστήματος ενεργοποίηση του περιορισμού κατ'εξαίρεση και μόνο στις εξής περιπτώσεις: α) σε περίπτωση που τα αντίστοιχα υδάτινα αποθέματα ασφαλείας είναι χαμηλά και βάσει συγκεκριμένης μεθοδολογίας, όπως αυτή θα διαμορφωθεί μετά από εισήγηση του Λειτουργού της Αγοράς και έγκριση της ΡΑΕ, β) σε επίπεδα ασφαλών υδάτινων αποθεμάτων, αποκλειστικά και μόνον σε περιπτώσεις κατά τις οποίες σημαντική ποσότητα θερμικής παραγωγής τίθεται εκτός διαθεσιμότητας για οποιονδήποτε λόγο.

Σε περίπτωση κατά την οποία παραβιάζεται ο Περιορισμός Δευτερεύουσας Εφεδρείας Συστήματος, 3(Β) του Άρθρου 55 του ΚΣΗΕ, τότε ο Λειτουργός της Αγοράς θέτει ως Οριακές Τιμές Συστήματος της επίλυσης του ΗΕΠ αυτές που προκύπτουν από την αρχική επίλυση του ΗΕΠ (λύση Α – με παραβιάσεις (with violations)) αντικαθιστώντας τις μεγαλύτερες από τη Διοικητικά Οριζόμενη Μέγιστη Τιμή Προσφοράς Ενέργειας τιμές κάθε ΟΤΣ με τη Διοικητικά Οριζόμενη Μέγιστη Τιμή Προσφοράς Ενέργειας. Στην περίπτωση αυτή, η Μοναδιαία Τιμή Πληρωμής για το Εύρος Δευτερεύουσας Ρύθμισης ισούται με τη Διοικητικά Οριζόμενη Μέγιστη Τιμή Προσφοράς για Εύρος Δευτερεύουσας Ρύθμισης. Για τον καθορισμό του Προγραμματισμού Εγχύσεων – Απομαστεύσεων Ενέργειας και Επικουρικών Υπηρεσιών, ο Λειτουργός της Αγοράς επιλύει εκ νέου τον ΗΕΠ χαλαρώνοντας σταδιακά/οριακά τον Περιορισμό Δευτερεύουσας Εφεδρείας Συστήματος έως ότου προκύψει επίλυση του ΗΕΠ χωρίς παραβιάσεις (λύση Β – χωρίς παραβιάσεις (without violations)). Αυτή η σύνθετη λύση, ήτοι οι Οριακές Τιμές Συστήματος από την λύση Α και ο Προγραμματισμός Εγχύσεων – Απομαστεύσεων Ενέργειας και Επικουρικών Υπηρεσιών από την λύση Β, αποτελεί την οριστική δημοσιεύσιμη επίλυση του ΗΕΠ επί της οποίας θα γίνει η αντίστοιχη εκκαθάριση. Στη συνέχεια και αμέσως ο Λειτουργός της Αγοράς εκδίδει Δήλωση Έκτακτης Ανάγκης και ενημερώνει το Διαχειριστή του Συστήματος ώστε αυτός να λάβει όλα τα απαραίτητα μέτρα για τη διασφάλιση της απαραίτητης Δευτερεύουσας Εφεδρείας.

Σε περίπτωση κατά την οποία παραβιάζεται ο Περιορισμός Πρωτεύουσας Εφεδρείας Συστήματος 3(Β) του Άρθρου 55 του ΚΣΗΕ, τότε ο Λειτουργός της Αγοράς θέτει ως Οριακές Τιμές Συστήματος αυτές που προκύπτουν από την αρχική επίλυση του ΗΕΠ (λύση Α – με παραβιάσεις (with violations)) αντικαθιστώντας τις μεγαλύτερες από τη Διοικητικά Οριζόμενη Μέγιστη Τιμή Προσφοράς Ενέργειας τιμές κάθε ΟΤΣ με τη Διοικητικά Οριζόμενη Μέγιστη Τιμή Προσφοράς Ενέργειας. Στην περίπτωση αυτή, Μοναδιαία Τιμή Πληρωμής για την Εφεδρεία Πρωτεύουσας Ρύθμισης ισούται με τη Διοικητικά Οριζόμενη Μέγιστη Τιμή Προσφοράς για Εφεδρεία Πρωτεύουσας Ρύθμισης. Για τον καθορισμό του Προγραμματισμού Εγχύσεων – Απομαστεύσεων Ενέργειας και Επικουρικών Υπηρεσιών, ο Λειτουργός της Αγοράς επιλύει εκ νέου τον ΗΕΠ χαλαρώνοντας σταδιακά/οριακά τον Περιορισμό Πρωτεύουσας Εφεδρείας Συστήματος έως ότου προκύψει επίλυση του ΗΕΠ χωρίς παραβιάσεις (λύση Β – χωρίς παραβιάσεις (without violations)). Αυτή η σύνθετη λύση, ήτοι οι Οριακές Τιμές Συστήματος από την λύση Α και ο Προγραμματισμός Εγχύσεων – Απομαστεύσεων Ενέργειας και Επικουρικών Υπηρεσιών από την λύση Β, αποτελεί την οριστική δημοσιεύσιμη επίλυση του ΗΕΠ επί της οποίας θα γίνει η αντίστοιχη εκκαθάριση. Στη συνέχεια και αμέσως ο

Λειτουργός της Αγοράς εκδίδει Δήλωση Έκτακτης Ανάγκης και ενημερώνει το Διαχειριστή του Συστήματος ώστε αυτός να λάβει όλα τα απαραίτητα μέτρα για τη διασφάλιση της απαραίτητης Πρωτεύουσας Εφεδρείας.

Κατά κανόνα η παραβίαση των προηγούμενων Περιορισμών αποτρέπει, λόγω των προαναφερθέντων τιμών ποινής, την παραβίαση των Περιορισμών: α) Ρυθμού Μεταβολής και Τεχνικού Ελαχίστου / Μεγίστου Μονάδας Παραγωγής, 3 (Γ) και β) Εισαγωγών ή Εξαγωγών σε κάθε Διασύνδεση (NTC), 3(Δ) του Άρθρου 55 του ΚΣΗΕ.

Σε κάθε άλλη ενδεχόμενη περίπτωση η οποία δεν καλύπτεται ρητά στα παραπάνω, ο Λειτουργός της Αγοράς ενεργεί ανάλογα για την οριστική επίλυση του ΗΕΠ.

3.4.12 Οριακές Τιμές

Οι Οριακές Τιμές που καθορίζονται από την επίλυση του ΗΕΠ για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρα Κατανομής είναι οι ακόλουθες:

- Οριακή Τιμή Παραγωγής για κάθε ισχύουσα Λειτουργική Ζώνη. Από τις τιμές αυτές προκύπτει η Οριακή Τιμή Συστήματος (ΟΤΣ) ως ο μεσοσταθμισμένος μέσος όρος των Οριακών Τιμών Παραγωγής όλων των Λειτουργικών Ζωνών του συστήματος.
- Δυϊκές τιμές των περιορισμών ενέργειας μεταξύ των λειτουργικών ζωνών.

3.5 Αποτελέσματα Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού

Τα αποτελέσματα του ΗΕΠ αποτελούνται από τα προγράμματα εγχύσεων και απορροφήσεων ενέργειας, τα προγράμματα παροχής εφεδρειών, τις μοναδιαίες τιμές πληρωμής για Επικουρικές Υπηρεσίες και τις οριακές τιμές για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής.

3.5.1 Προγράμματα Έγχυσης, Απορρόφησης Ενέργειας και Παροχής Εφεδρειών

Τα προγράμματα που εξάγονται από την επίλυση του ΗΕΠ αποτελούνται από τις ακόλουθες πληροφορίες για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής:

α. Κατάσταση μονάδων παραγωγής (κράτηση, λειτουργία, εκκίνηση, ή σβέση),

β. Πρόγραμμα έγχυσης ενέργειας για μονάδες παραγωγής και εισαγωγές από τις αποδεκτές μη-τιμολογούμενες και τιμολογούμενες προσφορές έγχυσης,

γ. Πρόγραμμα απορρόφησης ενέργειας για κατανεμόμενα και μη-κατανεμόμενα φορτία και εξαγωγές από τις αποδεκτές μη-τιμολογούμενες και τιμολογούμενες δηλώσεις φορτίου,

δ. Προγράμματα παροχής πρωτεύουσας εφεδρείας για τις μονάδες παραγωγής, από τις αποδεκτές προσφορές πρωτεύουσας εφεδρείας,

ε. Προγράμματα παροχής άνω και κάτω δευτερεύουσας εφεδρείας για τις μονάδες παραγωγής από τις αποδεκτές προσφορές δευτερεύουσας εφεδρείας,

στ. Ποσότητες τριτεύουσας στρεφόμενης εφεδρείας για μονάδες παραγωγής,

ζ. Ποσότητες τριτεύουσας μη-στρεφόμενης εφεδρείας για μονάδες παραγωγής, και

η. Καθαρή ροή ενεργού ισχύος στα σημεία σύνδεσης των λειτουργικών ζωνών και στις διασυνδέσεις.

Το συνολικό πρόγραμμα προς δημοσίευση αποτελείται από τις ακόλουθες πληροφορίες για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής:

α. Συνολική παραγωγή σε κάθε Λειτουργική Ζώνη, με ξεχωριστή αναφορά για την υποχρεωτική παραγωγή των υδροηλεκτρικών μονάδων, την παραγωγή ενέργειας από Μονάδες του Μητρώου ΑΠΕ και ΣΗΘ/ΣΗΘΥΑ, την παραγωγή από Κατανεμόμενες Μονάδες ΣΗΘΥΑ, και την παραγωγή από μονάδες σε δοκιμαστική λειτουργία,

β. Συνολικό κατανεμόμενο φορτίο σε κάθε Λειτουργική Ζώνη,

γ. Συνολικό μη-κατανεμόμενο φορτίο σε κάθε Λειτουργική Ζώνη,

δ. Πρωτεύουσα εφεδρεία στο σύστημα,

ε. Άνω και κάτω δευτερεύουσα εφεδρεία στο σύστημα,

στ. Τριτεύουσα στρεφόμενη και μη-στρεφόμενη εφεδρεία στο σύστημα,

ζ. Συνολική έγχυση ενέργειας για εισαγωγή, συνολική απορρόφηση ενέργειας για εξαγωγή, και καθαρή ροή ενεργού ισχύος σε κάθε διασύνδεση, και

η. Καθαρή ροή ενεργού ισχύος σε κάθε σημείο σύνδεσης μεταξύ των λειτουργικών ζωνών.

3.5.2 Ημερήσιες Οριακές Τιμές

Οι τιμές που εξάγονται από την επίλυση του ΗΕΠ αποτελούνται από τις ακόλουθες πληροφορίες για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής:

1 - Οριακή Τιμή Παραγωγής για κάθε Λειτουργική Ζώνη,

2 - Οριακή Τιμή Συστήματος, υπολογιζόμενη ως ο σταθμισμένος, ως προς τη συνολική έγχυση ενέργειας σε κάθε ζώνη, μέσος όρος των Οριακών Τιμών Παραγωγής των λειτουργικών ζωνών,

3 - Μοναδιαία τιμή πληρωμής Πρωτεύουσας Εφεδρείας,

4 - Μοναδιαία τιμή πληρωμής Δευτερεύουσας Εφεδρείας (άνω και κάτω)

3.6 Δραστηριότητες Μετά τον Ημερήσιο Ενεργειακό Προγραμματισμό

3.6.1 Δημοσίευση Στοιχείων του Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού

Λειτουργός της Αγοράς κοινοποιεί τα αποτελέσματα του ΗΕΠ στους Συμμετέχοντες εντός της προθεσμίας που αναφέρεται στον ΚΣΗΕ και στον ΠΙΝ. 1.

3.6.2 Δεδομένα Εξόδου που Μεταφέρονται στη Δραστηριότητα της Ημερήσιας Εκκαθάρισης

Τα Προγράμματα Έγχυσης, Απορρόφησης Ενέργειας και Παροχής Εφεδρειών που προέκυψαν από την επίλυση του ΗΕΠ, και οι Οριακές Τιμές που αναφέρονται στην παράγραφο των αποτελεσμάτων ΗΕΠ πιο πάνω, μεταφέρονται στις ημερήσιες εκκαθαρίσεις.

3.6.3 Ημερήσια Εκκαθάριση

Οι Συμμετέχοντες αποζημιώνονται ή χρεώνονται σύμφωνα με τα αποτελέσματα του ΗΕΠ, όπως περιγράφεται λεπτομερώς στο Κεφάλαιο 4 του παρόντος Εγχειριδίου.

3.6.4 Δεδομένα που Μεταφέρονται στη Δραστηριότητα Προγραμματισμού Κατανομής

Όλα τα δεδομένα εισόδου στον ΗΕΠ, που περιγράφονται στην παράγραφο 3.3, μεταφέρονται στον Διαχειριστή του Συστήματος για την υλοποίηση αρμοδιοτήτων του όπως ο Προγραμματισμός Κατανομής, εκτός από τα ακόλουθα:

α. Οι δηλώσεις φορτίου για τιμολογούμενα φορτία, οι οποίες λαμβάνονται στο Πρόγραμμα Κατανομής ως σταθερές από τα αποτελέσματα του ΗΕΠ, και

β. Οι προσφορές έγχυσης για εισαγωγές και οι δηλώσεις φορτίου για εξαγωγές, οι οποίες λαμβάνονται στο Πρόγραμμα Κατανομής ως σταθερές από τα αποτελέσματα του ΗΕΠ.

3.7 Έλεγχος Ενεργοποίησης Περιορισμών Μεταφοράς Λειτουργικών Ζωνών

Εάν κάποιος περιορισμός στις διασυνδέσεις ή στα σημεία σύνδεσης μεταξύ των λειτουργικών ζωνών είναι δεσμευτικός σε κάποια Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής, ο Λειτουργός της Αγοράς εκτελεί ξανά σε λειτουργία ανάλυσης (off-line) τον Μηχανισμό Επίλυσης του ΗΕΠ χρησιμοποιώντας το αντίστοιχο διαφορικό κόστος για τις Κατανεμόμενες μονάδες αντί των υποβληθέντων τιμολογούμενων προσφορών έγχυσης. Εάν κάποιος από τους δεσμευτικούς περιορισμούς στα σημεία σύνδεσης των λειτουργικών ζωνών καθίσταται μη υποχρεωτικός κατά την εκτέλεση του ΗΕΠ (σε λειτουργία ανάλυσης) για την ίδια Περίοδο Κατανομής, ο Λειτουργός της Αγοράς αναφέρει αυτό το περιστατικό στη ΡΑΕ παρέχοντας ταυτόχρονα όλα τα σχετικά στοιχεία. Η ΡΑΕ αναλύει τα στοιχεία, και ιδιαίτερα τη συχνότητα αυτού του περιστατικού (το οποίο αναφέρεται σαν “οικονομική ενεργοποίηση των περιορισμών μεταφοράς”), και μπορεί να επιβάλλει κυρώσεις σύμφωνα με το Άρθρο 33 του Ν.2773/1999.

3.8 Καταστάσεις Έκτακτης Ανάγκης

3.8.1 Δήλωση Έκτακτης Ανάγκης

Ο Λειτουργός της Αγοράς εκδίδει άμεσα Δήλωση Έκτακτης Ανάγκης όποτε συμβαίνει κάποια από τις ακόλουθες περιπτώσεις:

α. Όταν συντρέχει αδυναμία λειτουργίας του Συστήματος Διαχείρισης Πληροφοριών Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας, η οποία δεν μπορεί να αποκατασταθεί μέσω μη ηλεκτρονικής επικοινωνίας ή,

β. Όταν γίνεται παραβίαση των περιορισμών του ΗΕΠ κατά το Άρθρο 55, §6 στοιχεία (3) έως (6) του ΚΣΗΕ, με αποτέλεσμα την αδυναμία επίλυσης του ΗΕΠ.

Λόγος που ανάγεται σε οικονομικά θέματα ή στο ύψος των τιμών των Προσφορών Έγχυσης ή των Προσφορών Εφεδρειών ή των Δηλώσεων Φορτίου, δεν δικαιολογεί την έκδοση Δήλωσης Έκτακτης Ανάγκης.

Η Δήλωση Έκτακτης Ανάγκης παρέχει πληροφορίες για την κατάσταση Έκτακτης Ανάγκης και ορίζει έναν ενδεικτικό χρόνο στον οποίο η κατάσταση Έκτακτης Ανάγκης αναμένεται να τερματιστεί. Κατά τη διάρκεια της Έκτακτης Ανάγκης, ο Λειτουργός της Αγοράς εκδίδει ειδικές οδηγίες στους Συμμετέχοντες και ο

ΗΕΠ λειτουργεί σε κατάσταση Έκτακτης Ανάγκης. Η λειτουργία Έκτακτης Ανάγκης του ΗΕΠ μπορεί να περιλαμβάνει χαλάρωση των περιορισμών μεταφοράς και χρήση της πρόβλεψης φορτίου αντί των μη τιμολογούμενων δηλώσεων φορτίου.

Αμέσως μετά την παρέλευση του συμβάντος, ο Λειτουργός της Αγοράς εκδίδει Δήλωση Αποκατάστασης Ομαλής Λειτουργίας ΗΕΠ, δηλώνει το χρόνο λήξης της Έκτακτης Ανάγκης, καθορίζει το χρονοδιάγραμμα ενεργειών του Λειτουργού της Αγοράς και των Συμμετεχόντων για την αποκατάσταση της ομαλής λειτουργίας του ΗΕΠ και καθορίζει το χρόνο επανέναρξης της ομαλής λειτουργίας του ΗΕΠ.

Οι Δηλώσεις Έκτακτης Ανάγκης και Αποκατάστασης Ομαλής Λειτουργίας ΗΕΠ κοινοποιούνται άμεσα στο Διαχειριστή του Συστήματος, στους Συμμετέχοντες και στη ΡΑΕ με ηλεκτρονικό μέσο, ήτοι με αποστολή μηνύματος ηλεκτρονικής αλληλογραφίας και/ή ανάρτηση στον ιστοχώρο του Λειτουργού της Αγοράς. Στην περίπτωση που δεν είναι δυνατή η κοινοποίηση με ηλεκτρονικό τρόπο, ο Λειτουργός της Αγοράς ενημερώνει τη ΡΑΕ, το Διαχειριστή του Συστήματος και τους εμπλεκόμενους προς ενέργεια Συμμετέχοντες με τηλεομοιοτυπία ή/και τηλεφωνικά για την κατάσταση Έκτακτης Ανάγκης και τις απαιτούμενες από αυτούς ενέργειες.

Εντός ευλόγου χρόνου από την αποκατάσταση της ομαλής λειτουργίας του ΗΕΠ, ο Λειτουργός της Αγοράς συντάσσει αναφορά μετά από έρευνα των αιτίων του συμβάντος, στην οποία καταγράφει τις πληροφορίες σχετικά με την Έκτακτη Ανάγκη και ιδίως τα αίτια αυτής, και αιτιολογεί την καταλληλότητα των μέτρων και των ενεργειών που αποφάσισε για την αποκατάσταση της ομαλής λειτουργίας του ΗΕΠ. Η αναφορά υποβάλλεται στη ΡΑΕ και δημοσιοποιείται από τον Λειτουργό της Αγοράς.

3.8.2 Ενέργειες του Λειτουργού της Αγοράς σε Καταστάσεις Έκτακτης Ανάγκης

Σε μία κατάσταση Έκτακτης Ανάγκης, ο Λειτουργός της Αγοράς μπορεί να παρατείνει τη Λήξη Προθεσμίας Υποβολής για τους Συμμετέχοντες ή να αναστείλει την υποβολή προσφορών έγχυσης και εφεδρειών ή δηλώσεων φορτίου για ορισμένους ή και για όλους τους Συμμετέχοντες. Σε περίπτωση που συμβεί αυτό, ο Λειτουργός της Αγοράς ειδοποιεί αμέσως με κάθε πρόσφορο μέσο το Διαχειριστή του Συστήματος.

Σε περίπτωση αναστολής της υποβολής δηλώσεων φορτίου, ο Λειτουργός της Αγοράς εκτιμά τις δηλώσεις φορτίου λαμβάνοντας υπόψη τα αντίστοιχα ιστορικά στοιχεία δηλώσεων φορτίου για μία αντίστοιχη Ημέρα Κατανομής και πρόβλεψης φορτίου.

Σε περίπτωση αναστολής της υποβολής προσφορών έγχυσης και εφεδρειών, ο Λειτουργός της Αγοράς εκτιμά τις προσφορές έγχυσης και εφεδρειών λαμβάνοντας υπόψη τα αντίστοιχα ιστορικά στοιχεία προσφορών έγχυσης και εφεδρειών για μία παρόμοια Ημέρα Κατανομής και τη βεβαιωμένη ικανότητα για παροχή εφεδρειών των αντίστοιχων μονάδων παραγωγής. Ο Λειτουργός της Αγοράς μπορεί επίσης να χρησιμοποιεί το διαφορικό κόστος των μονάδων παραγωγής για να συντάσσει προσφορές έγχυσης.

Οι Συμμετέχοντες που λαμβάνουν εντολές στο πλαίσιο Δήλωσης Έκτακτης Ανάγκης υποχρεούνται να τις εκτελούν, ανεξαρτήτως ενστάσεων, αντιρρήσεων ή οικονομικών επιπτώσεων. Ο Λειτουργός της Αγοράς δεν ευθύνεται για οποιαδήποτε ζημία προκληθεί σε Συμμετέχοντα εξαιτίας της Κατάστασης Έκτακτης Ανάγκης η οποία δεν οφείλεται σε δικό του πταίσμα.

Για τον υπολογισμό των πληρωμών και εισπράξεων που αντιστοιχούν στις πραγματικές απομαστεύσεις και εγχύσεις ηλεκτρικής ενέργειας από και προς το Σύστημα και την παροχή Επικουρικών Υπηρεσιών κατά την Ημέρα Κατανομής για την οποία δεν επιλύθηκε ΗΕΠ στο πλαίσιο Κατάστασης Έκτακτης Ανάγκης του ΗΕΠ, εφαρμόζονται η Διοικητικά Οριζόμενη Οριακή Τιμή του Συστήματος και οι Διοικητικά Οριζόμενες Μοναδιαίες Τιμές Πληρωμής για την Εφεδρεία Πρωτεύουσας Ρύθμισης και το Εύρος Δευτερεύουσας Ρύθμισης και η εκκαθάριση πραγματοποιείται από τον Διαχειριστή του Συστήματος μέσω του Συστήμα-

τος Εκκαθάρισης Αποκλίσεων. Οι υπόλοιπες λεπτομέρειες καθορίζονται στο αντίστοιχο Εγχειρίδιο του ΚΔΣ.

3.8.3 Διοικητικά Οριζόμενες Τιμές

Η Διοικητικά Οριζόμενη Μέγιστη Τιμή Προσφοράς Ενέργειας, η οποία τίθεται ως άνω όριο στις τιμές ενέργειας των Τιμολογούμενων Δηλώσεων Φορτίου και των Προσφορών Έγχυσης, σύμφωνα με τις διατάξεις κατά τα Άρθρα 17 και 24 αντιστοίχως, καθορίζεται με απόφαση της ΡΑΕ.

Η Διοικητικά Οριζόμενη Οριακή Τιμή του Συστήματος και οι Διοικητικά Οριζόμενες Μοναδιαίες Τιμές Πληρωμής για την Εφεδρεία Πρωτεύουσας Ρύθμισης και το Εύρος Δευτερεύουσας Ρύθμισης καθορίζονται, όταν αυτό απαιτείται, με απόφαση της ΡΑΕ για κάθε Κατάσταση Έκτακτης Ανάγκης του ΗΕΠ και εκδίδονται μετά την έκδοση Δήλωσης Αποκατάστασης Ομαλής Λειτουργίας ΗΕΠ. Οι Διοικητικά Οριζόμενες Μέγιστες Τιμές Προσφοράς για την Εφεδρεία Πρωτεύουσας Ρύθμισης και το Εύρος Δευτερεύουσας Ρύθμισης καθορίζονται με απόφαση της ΡΑΕ, για την έκδοση της οποίας λαμβάνεται υπόψη η τυχόν εκτεταμένη έγκριση εξαιρέσεων κατά το Άρθρο 47 του ΚΣΗΕ, και ο λόγω αυτών κίνδυνος αύξησης των υπολογιζόμενων Μοναδιαίων Τιμών Πληρωμής για αυτές τις Επικουρικές Υπηρεσίες.

Η Διοικητικά Οριζόμενη Ελάχιστη Τιμή Προσφοράς Ενέργειας, η οποία τίθεται ως κάτω όριο στις τιμές ενέργειας των Τιμολογούμενων Δηλώσεων Φορτίου και των Προσφορών Έγχυσης, σύμφωνα με τις διατάξεις κατά τα Άρθρα 17 και 24 του ΚΣΗΕ αντιστοίχως, καθορίζεται ως ακολούθως:

α. Για τις Θερμικές Μονάδες καθορίζεται ίση με το Ελάχιστο Μεταβλητό Κόστος κάθε Μονάδας, όπως αυτό υπολογίζεται κατά το Άρθρο 44, §3 του ΚΣΗΕ.

β. Για τις Υδροηλεκτρικές Μονάδες καθορίζεται ίση με το Μεταβλητό Κόστος κάθε Μονάδας, όπως αυτό υπολογίζεται κατά το Άρθρο 44, §5 του ΚΣΗΕ. Ειδικά για τις Υδροηλεκτρικές Μονάδες που υποβάλλουν Τιμολογούμενες Δηλώσεις Φορτίου για άντληση καθορίζεται ίση με μηδέν (0).

γ. Για τις Εισαγωγές καθορίζεται ίση με μηδέν (0).

δ. Για τις Τιμολογούμενες Δηλώσεις Φορτίου καθορίζεται ίση με μηδέν (0).

3.9 Δημοσίευση Στοιχείων του Συστήματος Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας

Τα στοιχεία που δημοσιεύει ο Λειτουργός της Αγοράς σε καθημερινή βάση είναι τα ακόλουθα:

Α) Έως τις 08:45 της προηγούμενης ημέρας της Ημέρας Κατανομής (D-1) και για κάθε Περίοδο Κατανομής αυτής, τα ακόλουθα στοιχεία:

1 - την Καθαρή Ικανότητα Μεταφοράς (NTC) για κάθε Περίοδο κατανομής της Ημέρας Κατανομής, ανά διασύνδεση και ανά κατεύθυνση.

2 - την πρόβλεψη φορτίου για το σύστημα και για κάθε Λειτουργική Ζώνη,

3 - τις απαιτήσεις πρωτεύουσας, δευτερεύουσας άνω, δευτερεύουσας κάτω, γρήγορης δευτερεύουσας άνω, γρήγορης δευτερεύουσας κάτω, τριτεύουσας εφεδρείας για το σύστημα.

4 - την Πρόβλεψη Διαζωνικών Περιορισμών Μεταφοράς του Συστήματος,

5 - τη συνολική προβλεπόμενη παραγωγή ενέργειας από Μονάδες του Μητρώου ΑΠΕ και ΣΗΘ/ΣΗΘΥΑ,

6 - την υποχρεωτική παραγωγή ανά υδροηλεκτρική μονάδα,

7 - την έγχυση των μονάδων παραγωγής σε δοκιμαστική λειτουργία,

8 - την κατά προτεραιότητα εντασσόμενη ενέργεια από Κατανεμόμενες Μονάδες ΣΗΘΥΑ.

Β) Έως τις 11:00 της προηγούμενης ημέρας της Ημέρας Κατανομής (D-1) και για κάθε Περίοδο Κατανομής των ερχόμενων επτά Ημερών Κατανομής επικαιροποιήσεις όλων των ως άνω στοιχείων πλην της υποχρεωτικής παραγωγής ανά υδροηλεκτρική μονάδα.

Γ) Έως τις 14:00 της προηγούμενης ημέρας της Ημέρας Κατανομής (D-1), τα ακόλουθα στοιχεία:

1 - αναλυτικά το Πρόγραμμα ΗΕΠ, και

2 - την ΟΤΣ και τις ΟΤΠ για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4 - ΕΚΚΑΘΑΡΙΣΗ ΗΕΠ ΚΑΙ ΛΟΓΑΡΙΑΣΜΟΙ ΤΟΥ ΛΑΓΗΕ

Το Κεφάλαιο αυτό για την Εκκαθάριση του ΗΕΠ και τους Λογαριασμούς που τηρεί ο Λειτουργός της Αγοράς, έχει σαν σκοπό να επεξηγήσει τον ΚΣΗΕ σε θέματα που αφορούν στην Εκκαθάριση της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας, να δώσει πληροφορίες στους Συμμετέχοντες σχετικά με τις διαδικασίες που τηρούνται και να διευκολύνει γενικότερα όσους δραστηριοποιούνται στην Ελληνική Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας.

Προκειμένου η περιγραφή των θεμάτων που αφορούν την Εκκαθάριση της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας να είναι εφενός διεξοδική και αφετέρου να έχει μια συνεχή ροή πληροφοριών ώστε να είναι κατανοητή, το υλικό έχει δομηθεί στο παρόν Κεφάλαιο και στα Παραρτήματα VI, VII και IX. Η δόμηση αυτή μπορεί να οδηγεί σε επανάληψη διατάξεων του Κώδικα, αλλά γίνεται προσπάθεια αναλυτικότερης προσέγγισης αυτών και επεξήγησης των σημείων στα οποία ο Κώδικας πιθανόν να μην αναφέρεται με λεπτομέρεια, καθώς και προσπάθεια εμβάθυνσης σε κάποια θέματα για την κατανόηση των οποίων απαιτείται αναφορά σε περισσότερα άρθρα του Κώδικα.

Στις παραγράφους του κεφαλαίου αυτού που ακολουθούν, περιγράφονται η Εκκαθάριση του Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού και οι λογιστικές πράξεις των διακριτών Λογαριασμών που διαχειρίζεται ο ΛΑΓΗΕ στα πλαίσια της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας.

Το Παράρτημα VI παρουσιάζει υποδείγματα αναφορών για ενημέρωση των Συμμετεχόντων επί των αποτελεσμάτων της Εκκαθάρισης.

Το Παράρτημα VII περιλαμβάνει την μοντελοποίηση του Λογισμικού της Εκκαθάρισης και του λογισμικού των Λογαριασμών που τηρεί ο ΛΑΓΗΕ.

Το Παράρτημα IX παρέχει τον ορισμό των σχημάτων που χρησιμοποιούνται κατά την ανάπτυξη των Διαγραμμάτων Ροής. Τα Διαγράμματα Ροής απεικονίζουν τις βασικές Επιχειρησιακές Διαδικασίες των διαφόρων δραστηριοτήτων της Εκκαθάρισης.

Η παρούσα έκδοση του Εγχειριδίου βασίζεται στο Λογισμικό που έχει αναπτύξει ο ΛΑΓΗΕ για την λειτουργία της Εκκαθάρισης από την Πέμπτη Ημέρα Αναφοράς, ήτοι την 30^{η} Σεπτεμβρίου 2010. Οι διαδικασίες που περιγράφονται στο Κεφάλαιο αυτό, εφαρμόζονται από την Πέμπτη Ημέρα Αναφοράς και αναφέρονται στις μόνιμες διατάξεις, όπως τροποποιούνται από τις αντίστοιχες μεταβατικές διατάξεις του Άρθρου 92.

4.1 Εκκαθάριση Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού

4.1.1 Εισαγωγή

Σύμφωνα με το άρθρο 89, §2 του Κώδικα Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας, μέχρι τον ορισμό του Φορέα Κάλυψης ΗΕΠ, η Εκκαθάριση του Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού θα ολοκληρώνεται την ίδια ημέρα με την επίλυση του ΗΕΠ για την αντίστοιχη Ημέρα Κατανομής.

Στα πλαίσια της Εκκαθάρισης του ΗΕΠ, ο ΛΑΓΗΕ υπολογίζει τις πληρωμές και τις εισπράξεις που αντιστοιχούν στα ημερήσια ενεργειακά προγράμματα των Συμμετεχόντων, σύμφωνα με τα αποτελέσματα της επίλυσης του ΗΕΠ.

Οι Συμμετέχοντες απαιτείται να πληρώσουν τις χρεώσεις που αντιστοιχούν στα ημερήσια προγράμματα απορρόφησης ηλεκτρικής ενέργειας και να εισπράξουν τα ποσά που αντιστοιχούν στα ημερήσια προγράμματα έγχυσης ηλεκτρικής ενέργειας σύμφωνα με την επίλυση του ΗΕΠ για την υπόψη Ημέρα Κατανομής.

Οι πληρωμές και οι εισπράξεις πραγματοποιούνται σε μηνιαία ή εβδομαδιαία βάση, κατ' επιλογή του Συμμετέχοντα, σύμφωνα με την §2 του άρθρου 92 του ΚΣΗΕ.

4.1.2 Χρόνος Διεξαγωγής Εκκαθάρισης ΗΕΠ

Η διαδικασία εκκαθάρισης του ΗΕΠ, σύμφωνα με τις μεταβατικές διατάξεις του άρθρου 92 του ΚΣΗΕ, λαμβάνει χώρα για κάθε Ημέρα Κατανομής (*D*) με τις ακόλουθες δραστηριότητες και τις σχετικές χρονικές προθεσμίες:

ΠΙΝ. 7: **Χρόνος Διεξαγωγής Εκκαθάρισης ΗΕΠ για την Ημέρα Κατανομής D**

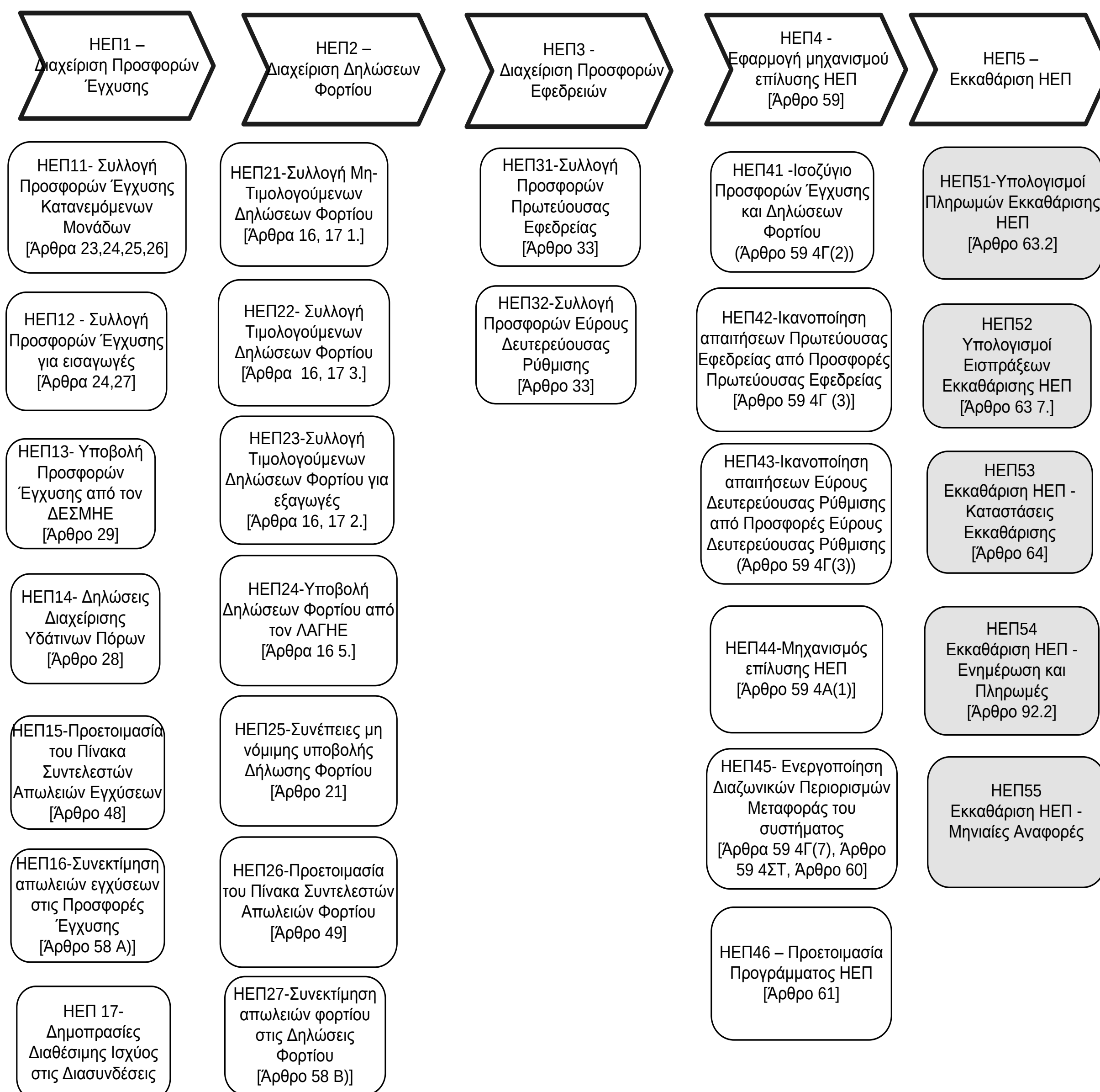
Ημέρα	Ώρα Ελλάδος	Δραστηριότητα
D-1	14:00	Έναρξη της Εκκαθάρισης του ΗΕΠ. Ο ΛΑΓΗΕ υπολογίζει τις ημερήσιες πιστώσεις και χρεώσεις ενέργειας.
D-1	15:00	Ο ΛΑΓΗΕ δημοσιεύει στο Πληροφοριακό Σύστημα Διαχείρισης της Αγοράς τις Καταστάσεις Αρχικής Εκκαθάρισης.
D	09:00-12:00	Οι Συμμετέχοντες υποβάλλουν ενστάσεις επί των Καταστάσεων Αρχικής Εκκαθάρισης.
D	12:00-15:00	Ο ΛΑΓΗΕ επιλύει τις διαφορές.
D	15:00	Σε περίπτωση επανάληψης της Εκκαθάρισης επαναλαμβάνεται η δημοσίευση των αποτελεσμάτων της Εκκαθάρισης.

Στο παρακάτω ΣΧΗΜΑ 9, παρουσιάζεται συνοπτικά η μεθοδολογία του μηχανισμού επίλυσης ΗΕΠ, περιλαμβάνοντας τις διαδικασίες κάθε επιμέρους βήματος, από τη συλλογή προσφορών και δηλώσεων μέχρι και την Εκκαθάριση του ΗΕΠ.

4.1.3 Δεδομένα Εισόδου κατά την Διαδικασία Εκκαθάρισης ΗΕΠ

Τα δεδομένα εισόδου κατά την διαδικασία εκκαθάρισης του ΗΕΠ αποτελούνται από τα μεγέθη και τις τιμές, οι οποίες προκύπτουν από την διαδικασία επίλυσης του ΗΕΠ, όπου λαμβάνονται υπόψη οι προ-

σφορές ενέργειας και οι δηλώσεις φορτίου, οι συντελεστές απωλειών εγχύσεως (Μεταφοράς) και φορτίου (Διανομής) από τους αντίστοιχους πίνακες συντελεστών απωλειών καθώς και τα δεδομένα των μονάδων από το Μητρώο Μονάδων και τις δηλώσεις τεχνικοοικονομικών στοιχείων.



ΣΧΗΜΑ 9: **Μεθοδολογία μηχανισμού επίλυσης και εκκαθάρισης του ΗΕΠ**

Κατά την επίλυση του ΗΕΠ στο Πληροφοριακό Σύστημα της Αγοράς, τα ενεργειακά προγράμματα που συμμετέχουν στον Ημερήσιο Ενεργειακό Προγραμματισμό διορθώνονται ώστε να ληφθούν υπόψη οι απώλειες που αντιστοιχούν στο σημείο που εκκαθαρίζεται η Αγορά, το οποίο είναι το όριο μεταξύ του Συστήματος Μεταφοράς και του Δικτύου Διανομής. Επομένως, τα ενεργειακά προγράμματα που αντιστοιχούν σε έγχυση ηλεκτρικής ενέργειας, δηλ. οι προγραμματισμένες εγχύσεις των μονάδων παραγωγής και τα προγράμματα εισαγωγών ηλεκτρικής ενέργειας, απομειώνονται με την επιβολή των συντελεστών απωλειών Μεταφοράς της ζώνης απωλειών στην οποία ανήκουν οι μονάδες παραγωγής ή τα σύνο-

ρα όπου βρίσκεται η διασυνδετική γραμμή. Λεπτομέρειες σχετικά με τον τρόπο υπολογισμού των Συντελεστών Απωλειών Συστήματος και τον τρόπο χρήσης αυτών κατά την επίλυση του ΗΕΠ αναφέρονται στο Κεφάλαιο 3 καθώς και στο αντίστοιχο Εγχειρίδιο του ΚΔΣ. Πίνακας με τους Συντελεστές Απωλειών Μεταφοράς δημοσιεύονται από τον ΑΔΜΗΕ (http://www.admie.gr/to-systima-metaforas/anaptyxi-systimatos/meletes/loipes-meletes/).

Ομοίως, τα ενεργειακά προγράμματα που αντιστοιχούν σε απομάστευση ηλεκτρικής ενέργειας από το Δίκτυο, δηλαδή τα φορτία που συνδέονται στο Δίκτυο Διανομής, επαυξάνονται με την επιβολή των σχετικών συντελεστών προσαύξησης λόγω απωλειών Δικτύου, ανάλογα με το επίπεδο τάσης στην οποία συνδέονται. Οι συντελεστές προσαύξησης λόγω απωλειών Δικτύου φαίνονται στον παρακάτω ΠΙΝ. 8.

ΠΙΝ. 8: Συντελεστές προσαύξησης λόγω απωλειών Δικτύου

Φορτία Δικτύου	Συντελεστής προσαύξησης λόγω απωλειών
Φορτία που συνδέονται στη Μέση Τάση	3.31%
Φορτία που συνδέονται στη Χαμηλή Τάση	8.66%

Εξαγωγές και φορτία που συνδέονται στο Σύστημα Μεταφοράς δεν υφίστανται την επιβολή συντελεστών απωλειών.

Με την επιβολή συντελεστών απωλειών Συστήματος, επιτυγχάνεται η χρέωση των απωλειών του Συστήματος Μεταφοράς στην έγχυση ηλεκτρικής ενέργειας. Αντίστοιχα, οι απώλειες του Δικτύου χρεώνονται στην απομάστευση ηλεκτρικής ενέργειας από το Δίκτυο.

Κατόπιν εφαρμογής των ανωτέρω, οι ποσότητες ενέργειας που εκκαθαρίζονται στον ΗΕΠ για κάθε Περίοδο Κατανομής κάθε Ημέρας Κατανομής είναι οι ακόλουθες:

α. Το γινόμενο των ωριαίων ενεργειακών προγραμμάτων των μονάδων παραγωγής επί των συντελεστών απωλειών Μεταφοράς που αντιστοιχούν στις ωριαίες τιμές του φορτίου του Συστήματος και στη ζώνη απωλειών που βρίσκεται συνδεδεμένη κάθε μονάδα παραγωγής, ώστε να ληφθούν υπόψη οι αντίστοιχες απώλειες του συστήματος Μεταφοράς.

β. Το γινόμενο των ωριαίων ενεργειακών προγραμμάτων των εισαγωγών επί των συντελεστών απωλειών Μεταφοράς που αντιστοιχούν στις ωριαίες τιμές του φορτίου του Συστήματος και στη ζώνη απωλειών που βρίσκεται η κάθε διασυνδετική γραμμή, ώστε να ληφθούν υπόψη οι αντίστοιχες απώλειες του Συστήματος Μεταφοράς.

γ. Τα ωριαία ενεργειακά προγράμματα των τιμολογούμενων φορτίων από εξαγωγές ενέργειας και μονάδες σε λειτουργία άντλησης.

δ. Τα ωριαία ενεργειακά προγράμματα των μη τιμολογούμενων φορτίων, δηλαδή τα ενεργειακά προγράμματα που αντιστοιχούν σε καταναλωτές συνδεδεμένους στο Σύστημα Μεταφοράς και σε καταναλωτές οι οποίοι συνδέονται στο Δίκτυο Διανομής. Τα ενεργειακά προγράμματα φορτίου του Δικτύου προσαυξάνονται με τους συντελεστές προσαύξησης λόγω απωλειών Διανομής του αντιστοίχου επιπέδου τάσης, ώστε να ληφθούν υπόψη οι αντίστοιχες απώλειες του Δικτύου Διανομής.

ε. Οι τιμές εκκαθάρισης του ΗΕΠ για κάθε Περίοδο Κατανομής κάθε Ημέρας Κατανομής είναι οι ακόλουθες:

στ. Η Οριακή Τιμή Παραγωγής (ΟΤΠ) για κάθε λειτουργική ζώνη και

ζ. Η Οριακή Τιμή Συστήματος (ΟΤΣ).

Η ΟΤΣ υπολογίζεται ως η σταθμισμένη μέση τιμή όλων των ΟΤΠ όλων των λειτουργικών ζωνών του Συστήματος. Οι στάθμες στον υπολογισμό της ΟΤΣ είναι τα ενεργειακά προγράμματα των μονάδων παραγωγής και των εισαγωγών ενέργειας, διορθωμένα με τους συντελεστές απωλειών σε κάθε λειτουργική ζώνη. Εάν δεν έχουν ενεργοποιηθεί διαζωνικοί περιορισμοί Μεταφοράς, οι ΟΤΠ όλων των λειτουργικών ζωνών είναι ίσες με την ΟΤΣ. Σύμφωνα με το Άρθρο 87, §1, η επίλυση του ΗΕΠ μέχρι την Έβδομη Ημέρα Αναφοράς γίνεται χωρίς Διαζωνικούς Περιορισμούς Μεταφοράς του Συστήματος.

Στο Λογισμικό που έχει αναπτυχθεί για την Εκκαθάριση του ΗΕΠ, για τον υπολογισμό των πληρωμών, χρησιμοποιούνται αριθμοί διπλής ακρίβειας (double precision numbers), αλλά στις αναφορές τα ωριαία αποτελέσματα για την ενέργεια εμφανίζονται σε MWh με τιμές στρογγυλοποιημένες στα τρία (3) δεκαδικά ψηφία, και για τα οικονομικά μεγέθη σε €/ MWh και € με τιμές στρογγυλοποιημένες στα δύο (2) δεκαδικά ψηφία.

4.1.4 Συμβολισμός Εκκαθάρισης ΗΕΠ

Ο ακόλουθος συμβολισμός χρησιμοποιείται στην μαθηματική μοντελοποίηση της Εκκαθάρισης ΗΕΠ:

ΠΙΝ. 9: **Συμβολισμοί της Εκκαθάρισης ΗΕΠ**

Δείκτες	
t	Περίοδος Κατανομής.
o	Προσφορά έγχυσης.
l	Δήλωση φορτίου.
p	Συμμετέχων στην Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας που εγχέει ηλεκτρική ενέργεια.
s	Συμμετέχων στην Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας που καταναλώνει ηλεκτρική ενέργεια.
z	Λειτουργική ζώνη του Συστήματος.
Μεταβλητές	
DASMP	Οριακή Τιμή Συστήματος.
DAPMP	Οριακή Τιμή Παραγωγής ανά λειτουργική ζώνη (ΟΤΠ).
DAIO	Η ποσότητα της ηλεκτρικής ενέργειας σε MWh ανά προσφορά έγχυσης που έχει ενταχθεί στον ΗΕΠ, μετά την διόρθωσή της ώστε να συνεκτιμηθούν οι απώλειες του Συστήματος Μεταφοράς της αντίστοιχης ζώνης απωλειών.
DAOS	Η ποσότητα της ηλεκτρικής ενέργειας σε MWh από δήλωση φορτίου που εντάσσεται στον ΗΕΠ χωρίς την επιβολή συντελεστών απωλειών.
DAOD	Η ποσότητα της ηλεκτρικής ενέργειας σε MWh από δήλωση φορτίου που εντάσσεται στον ΗΕΠ προσαρμοσμένη έτσι ώστε να ληφθούν υπόψη οι απώλειες Δικτύου του αντίστοιχου επιπέδου τάσης.
DAER	Πίστωση για την ποσότητα της ηλεκτρικής ενέργειας σε MWh από την προσφορά κατανεμόμενης μονάδας που έχει ενταχθεί στον ΗΕΠ.
DAERI	Πίστωση για την ποσότητα της ηλεκτρικής ενέργειας που αντιστοιχεί στο σύνολο των εμπορικών προγραμμάτων εισαγωγής ανά διασύνδεση, που έχει ενταχθεί στον ΗΕΠ με βάση την προσφορά του Συμμετέχοντα.

DAERG	Πίστωση για την ποσότητα ενέργειας που έχει ενταχθεί στον ΗΕΠ με την προσφορά του ΛΑΓΗΕ για μονάδα του Άρθρου 35 του Νόμου 2773/1999 .
DAERC	Πίστωση για την ποσότητα της ηλεκτρικής ενέργειας σε MWh που έχει προγραμματισθεί για έγχυση και έχει ενταχθεί στον ΗΕΠ για μονάδα που βρίσκεται σε δοκιμαστική λειτουργία.
DAERS	Πίστωση για την ποσότητα της ηλεκτρικής ενέργειας που αντιστοιχεί στα εισαγωγικά προγράμματα για τα οποία ο ΛΑΓΗΕ έχει υποβάλλει προσφορά στον ΗΕΠ.
DAERE	Πίστωση για την ποσότητα της ηλεκτρικής ενέργειας που αντιστοιχεί στην προσφορά συμβεβλημένης μονάδας όπως έχει ενταχθεί στον ΗΕΠ.
DAEP	Χρέωση για την ποσότητα της ηλεκτρικής ενέργειας σε MWh που αντιστοιχεί σε δήλωση φορτίου για εσωτερική κατανάλωση που έχει ενταχθεί στον ΗΕΠ.
DAEPE	Χρέωση για την ποσότητα της ηλεκτρικής ενέργειας σε MWh που αντιστοιχεί σε δήλωση φορτίου για εξαγωγή ενέργειας όπως έχει ενταχθεί στον ΗΕΠ.
DAEPD	Χρέωση για την ποσότητα της ηλεκτρικής ενέργειας σε MWh που αντιστοιχεί στα εξαγωγικά προγράμματα που διαχειρίζεται ο ΛΑΓΗΕ και έχουν ενταχθεί στον ΗΕΠ.
DAARP	Πρόσθετη πίστωση ή χρέωση για την ποσότητα της ηλεκτρικής ενέργειας σε MWh από την προσφορά κατανεμόμενης μονάδας που έχει ενταχθεί στον ΗΕΠ, λόγω διαφορετικών οριακών τιμών ανά λειτουργική ζώνη
DAARPI	Πρόσθετη πίστωση ή χρέωση για την ποσότητα της ηλεκτρικής ενέργειας εισαγωγής ανά διασύνδεση, από την προσφορά εισαγωγής ενέργειας που έχει ενταχθεί στον ΗΕΠ λόγω διαφορετικών οριακών τιμών ανά λειτουργική ζώνη.
DAARPG	Πρόσθετη πίστωση ή χρέωση για την ποσότητα της ηλεκτρικής ενέργειας που έχει ενταχθεί στον ΗΕΠ με την προσφορά του ΛΑΓΗΕ για μονάδα του Άρθρου 35 του Νόμου 2773/1999 λόγω διαφορετικών οριακών τιμών ανά λειτουργική ζώνη.
DAARPC	Πρόσθετη πίστωση ή χρέωση για την ποσότητα της ηλεκτρικής ενέργειας σε MWh που έχει προγραμματισθεί για έγχυση και έχει ενταχθεί στον ΗΕΠ για μονάδα που βρίσκεται σε δοκιμαστική λειτουργία λόγω διαφορετικών οριακών τιμών ανά λειτουργική ζώνη.
DAARPS	Πρόσθετη πίστωση ή χρέωση για την ποσότητα της ηλεκτρικής ενέργειας σε MWh που αντιστοιχεί στα εισαγωγικά προγράμματα που ο ΛΑΓΗΕ έχει υποβάλλει προσφορά στον ΗΕΠ, λόγω διαφορετικών οριακών τιμών ανά λειτουργική ζώνη.
DAARPE	Πρόσθετη πίστωση ή χρέωση για την ποσότητα της ηλεκτρικής ενέργειας σε MWh που αντιστοιχεί στην προσφορά συμβεβλημένης μονάδας όπως έχει ενταχθεί στον ΗΕΠ λόγω διαφορετικών οριακών τιμών ανά λειτουργική ζώνη.

4.1.5 Υπολογισμοί Πληρωμών και Χρεώσεων στον ΗΕΠ

Ως προς τον Λογαριασμό Εκκαθάρισης ΗΕΠ Λ-Α, κάθε χρέωση αναφέρεται σε ποσό που οφείλει να πληρώσει ο ΛΑΓΗΕ, ενώ κάθε πίστωση σε ποσό που έχει λαμβάνειν. Ο αντίστοιχος Λογαριασμός των συμμετεχόντων οι οποίοι εγχέουν ενέργεια στο Σύστημα, αυξάνεται πιστούμενος. Ο αντίστοιχος Λογαριασμός των συμμετεχόντων οι οποίοι καταναλώνουν ενέργεια από το σύστημα αυξάνεται χρεούμενος.

Οι πληρωμές υπολογίζονται για τις κάτωθι πηγές έγχυσης: **α) Κατανεμόμενες Μονάδες, β) Εμπορικά Προγράμματα Εισαγωγών, γ) Μονάδες του Άρθρου 35 του Ν. 2773/1999, δ) Μονάδες σε δοκιμαστική λειτουργία, και ε) Συμβεβλημένες Μονάδες.** Για κάθε κατηγορία υπολογίζονται ωριαίες, ημερήσιες και μηνιαίες πληρωμές. Τα αναλυτικά διαγράμματα ροής που απεικονίζουν τις Επιχειρησιακές Διαδικασίες των Υπολογισμών Πληρωμών ΗΕΠ για όλες τις πηγές έγχυσης παρουσιάζονται στην παράγραφο αυτή, μετά τους υπολογισμούς των πληρωμών ΗΕΠ.

Οι Χρεώσεις υπολογίζονται για τις κάτωθι πηγές κατανάλωσης: **α) Φορτία που αντιστοιχούν σε εσωτερική κατανάλωση και β) Εμπορικά Προγράμματα Εξαγωγών.** Για κάθε κατηγορία υπολογίζονται ωριαίες,

ημερήσιες, εβδομαδιαίες και μηνιαίες χρεώσεις. Τα αναλυτικά διαγράμματα ροής που απεικονίζουν τις Επιχειρησιακές Διαδικασίες των Υπολογισμών Χρεώσεων ΗΕΠ για όλες τις πηγές κατανάλωσης παρουσιάζονται στην παράγραφο αυτή, μετά τους υπολογισμούς των χρεώσεων ΗΕΠ.

Λεπτομέρειες επί της μαθηματικής ανάλυσης που αφορά στην Εκκαθάριση του ΗΕΠ περιλαμβάνονται στο ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ VII.

4.1.5.1 Κατανεμόμενες Μονάδες

Για κάθε Συμμετέχοντα που εγχέει ενέργεια, η πληρωμή για κάθε προσφορά από κατανεμόμενη μονάδα που εντάσσεται στον ΗΕΠ για μία συγκεκριμένη Περίοδο Κατανομής *t,* χρεώνεται στον Λογαριασμό Εκκαθάρισης ΗΕΠ Λ-Α και πιστώνεται στον Λογαριασμό Εκκαθάρισης ΗΕΠ του Συμμετέχοντα.

Η πληρωμή υπολογίζεται για κάθε Περίοδο Κατανομής (ανά ώρα) και στη συνέχεια οι ωριαίες πληρωμές αθροίζονται για το σύνολο της Ημέρας Κατανομής, όπως περιγράφεται ακολούθως:

Ωριαία Πληρωμή

$$DAER_{p,o,t} = DASMP_t \times DAIO_{p,o,t}$$

Πρόσθετη Ωριαία Πληρωμή

$$DAARP_{p,o,t} = \left(DAPMP_{z,t} - DASMP_t\right) \times DAIO_{p,o,t}$$

Ημερήσια Πληρωμή

$$DAER_{p,o} = \sum_{t=1}^{24} DAER_{p,o,t}$$

Πρόσθετη Ημερήσια Πληρωμή

$$DAARP_{p,o} = \sum_{t=1}^{24} DAARP_{p,o,t}$$

Συνολική Ημερήσια Πληρωμή

$$DAER_p = \sum_{o}\left(DAER_{p,o} + DAARP_{p,o}\right)$$

4.1.5.2 Εμπορικά Προγράμματα Εισαγωγών

Για κάθε Συμμετέχοντα στην Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας που εγχέει ενέργεια στο Σύστημα μέσω των διασυνδέσεων, η συνολική πληρωμή για το σύνολο της ενέργειας (MWh) που αντιστοιχεί στα εμπορικά προγράμματα εισαγωγών ανά διασύνδεση, όπως έχουν ενταχθεί κατά την επίλυση του ΗΕΠ, για μία συγκεκριμένη Περίοδο Κατανομής *t,* χρεώνεται στον Λογαριασμό Εκκαθάρισης ΗΕΠ Λ-Α και πιστώνεται στον Λογαριασμό Εκκαθάρισης ΗΕΠ του Συμμετέχοντα.

Η ποσότητα ενέργειας που εκκαθαρίζεται είναι η συνολική ανά διασύνδεση ποσότητα ενέργειας σε MWh των εμπορικών προγραμμάτων του Συμμετέχοντα, όπως έχουν ενταχθεί στον ΗΕΠ με βάση την προσφορά του. Η ποσότητα αυτή απομειώνεται κατά τον συντελεστή απωλειών Μεταφοράς που αντιστοιχεί στη

ζώνη που βρίσκεται η διασύνδεση εισαγωγής της ενέργειας και στο φορτίο Συστήματος της αντίστοιχης Περιόδου Κατανομής.

Η πληρωμή υπολογίζεται για κάθε Περίοδο Κατανομής (ανά ώρα) και στη συνέχεια οι ωριαίες πληρωμές αθροίζονται για το σύνολο της Ημέρας Κατανομής, όπως περιγράφεται ακολούθως:

Ωριαία Πληρωμή

$$DAERI_{p,o,t} = DASMP_t \times DAIO_{p,o,t}$$

Πρόσθετη Ωριαία Πληρωμή

$$DAARPI_{p,o,t} = \left(DAPMP_{z,t} - DASMP_t\right) \times DAIO_{p,o,t}$$

Ημερήσια Πληρωμή

$$DAERI_{p,o} = \sum_{t=1}^{24} DAERI_{p,o,t}$$

Πρόσθετη Ημερήσια Πληρωμή

$$DAARPI_{p,o} = \sum_{t=1}^{24} DAARPI_{p,o,t}$$

Συνολική Ημερήσια Πληρωμή

$$DAERI_p = \sum_o \left(DAERI_{p,o} + DAARPI_{p,o}\right)$$

4.1.5.3 Μονάδες του Άρθρου 35 του Νόμου 2773/1999 [11]

Η συνολική πληρωμή για κάθε προσφορά που υποβάλλεται από τον ΛΑΓΗΕ για μονάδες του Άρθρου 35 του Ν.2773/1999 και εντάσσεται στον ΗΕΠ κατά προτεραιότητα για μία συγκεκριμένη Περίοδο Κατανομής t, χρεώνεται στον Λογαριασμό Εκκαθάρισης ΗΕΠ Λ-Α και πιστώνεται στον Λογαριασμό Λ-Γ που συγκεντρώνει τα χρηματικά ποσά για το κόστος των υποχρεώσεων για τις μονάδες αυτές.

Η ποσότητα της ηλεκτρικής ενέργειας (MWh) που εκκαθαρίζεται ισούται με την συνολική ποσότητα της προσφοράς, απομειούμενη κατά τον συντελεστή απωλειών Μεταφοράς που αντιστοιχεί στη ζώνη απωλειών που συνδέεται η μονάδα και στο φορτίο Συστήματος της Περιόδου Κατανομής στην οποία αναφέρεται η Εκκαθάριση.

Η πληρωμή υπολογίζεται για κάθε Περίοδο Κατανομής (ανά ώρα) και στη συνέχεια οι ωριαίες πληρωμές αθροίζονται για το σύνολο της Ημέρας Κατανομής, όπως περιγράφεται κατωτέρω:

Ωριαία Πληρωμή

$$DAERG_{z,o,t} = DASMP_t \times DAIO_{z,o,t}$$

Πρόσθετη Ωριαία Πληρωμή

$$DAARPG_{z,o,t} = \left(DAPMP_{z,t} - DASMP_t\right) \times DAIO_{z,o,t}$$

Ημερήσια Πληρωμή

$$DAERG_{z,o} = \sum_{t=1}^{24} DAERG_{z,o,t}$$

Πρόσθετη Ημερήσια Πληρωμή

$$DAARPG_{z,o} = \sum_{t=1}^{24} DAARPG_{z,o,t}$$

Συνολική Ημερήσια Πληρωμή

$$DAERG = \sum_{o}\sum_{z} \left(DAERG_{z,o} + DAARPG_{z,o}\right)$$

4.1.5.4 Κατανεμόμενες Μονάδες ΣΗΘΥΑ

Για τις Κατανεμόμενες Μονάδες ΣΗΘΥΑ, η συνολική πληρωμή για κάθε Περίοδο Κατανομής γίνεται σύμφωνα με τις διατάξεις της § 4.1.5.1, που αφορά όλες τις Κατανεμόμενες Μονάδες. Αυτό αφορά το σύνολο της ποσότητας που εντάσσεται στον ΗΕΠ, τόσο την ποσότητα που εντάσσεται στον ΗΕΠ κατά προτεραιότητα, όπως προκύπτει από τη Δήλωση Προτεραιότητας ΚΜΣ η οποία δεν μπορεί να είναι μεγαλύτερη της αντίστοιχης Ποσότητας Προτεραιότητας Κατανεμόμενης Μονάδας ΣΗΘΥΑ E_p, όσο και την ποσότητα που εντάσσεται στον ΗΕΠ βάσει σχετικής τιμολογούμενης προσφοράς έγχυσης.

Η εκκαθάριση των Κατανεμόμενων Μονάδων ΣΗΘΥΑ ολοκληρώνεται σύμφωνα με τις σχετικές διατάξεις του ΚΔΣ και της Συμπληρωματικής Σύμβασης Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας Κατανεμόμενων Μονάδων ΣΗΘΥΑ όπως αυτή δημοσιεύτηκε στην Υπουργική Απόφαση Δ5-ΗΛ/Γ/Φ1/οικ.23278 (ΦΕΚ Β’ 3108/23.11.2012) [11] και ισχύει σήμερα.

4.1.5.5 Μονάδες σε Δοκιμαστική Λειτουργία

Για κάθε Συμμετέχοντα, η πληρωμή για την ενέργεια που έχει προγραμματισθεί για έγχυση από κάθε μονάδα που βρίσκεται σε δοκιμαστική λειτουργία και που εντάσσεται στον ΗΕΠ για μία συγκεκριμένη Περίοδο Κατανομής *t*, χρεώνεται στον Λογαριασμό Εκκαθάρισης ΗΕΠ Λ-Α και πιστώνεται στον Λογαριασμό Εκκαθάρισης ΗΕΠ του Συμμετέχοντα.

Η ποσότητα της ηλεκτρικής ενέργειας (MWh) που εκκαθαρίζεται είναι η προγραμματισμένη για έγχυση ποσότητα που έχει ενταχθεί στον ΗΕΠ, απομειούμενη κατά τον συντελεστή απωλειών Μεταφοράς που αντιστοιχεί στη ζώνη απωλειών που συνδέεται η μονάδα και στο φορτίο Συστήματος της Περιόδου Κατανομής στην οποία αναφέρεται η Εκκαθάριση.

Η πληρωμή υπολογίζεται για κάθε Περίοδο Κατανομής (ανά ώρα) και στη συνέχεια οι ωριαίες πληρωμές αθροίζονται για το σύνολο της Ημέρας Κατανομής, όπως περιγράφεται κατωτέρω:

Ωριαία Πληρωμή

$$DAERC_{p,o,t} = DASMP_t \times DAIO_{p,o,t}$$

Πρόσθετη Ωριαία Πληρωμή

$$DAARPC_{p,o,t} = \left(DAPMP_{z,t} - DASMP_t\right) \times DAIO_{p,o,t}$$

Ημερήσια Πληρωμή

$$DAERC_{p,o} = \sum_{t=1}^{24} DAERC_{p,o,t}$$

Πρόσθετη Ημερήσια Πληρωμή

$$DAARPC_{p,o} = \sum_{t=1}^{24} DAARPC_{p,o,t}$$

Συνολική Ημερήσια Πληρωμή

$$DAERC_p = \sum_{o}\left(DAERC_{p,o} + DAARPC_{p,o}\right)$$

4.1.5.6 Συμβεβλημένες Μονάδες

Για κάθε Συμμετέχοντα που έχει σύμβαση με τον ΛΑΓΗΕ για παροχή επικουρικών υπηρεσιών και/ή συμπληρωματικής ενέργειας, η πληρωμή για κάθε συμβεβλημένη μονάδα παραγωγής που εντάσσεται στον ΗΕΠ για μία συγκεκριμένη Περίοδο Κατανομής *t*, χρεώνεται στον Λογαριασμό Εκκαθάρισης ΗΕΠ Λ-Α και πιστώνεται στον Λογαριασμό Εκκαθάρισης ΗΕΠ του Συμμετέχοντα.

Η ποσότητα της ηλεκτρικής ενέργειας (MWh) που εκκαθαρίζεται είναι η προγραμματισμένη για έγχυση ποσότητα που έχει ενταχθεί στον ΗΕΠ, απομειούμενη κατά τον συντελεστή απωλειών Μεταφοράς που αντιστοιχεί στη ζώνη απωλειών που συνδέεται η μονάδα και στο φορτίο Συστήματος της Περιόδου Κατανομής στην οποία αναφέρεται η Εκκαθάριση.

Η πληρωμή υπολογίζεται για κάθε Περίοδο Κατανομής (ανά ώρα) και στη συνέχεια οι ωριαίες πληρωμές αθροίζονται για το σύνολο της Ημέρας Κατανομής, όπως περιγράφεται κατωτέρω.

Ωριαία Πληρωμή

$$DAERE_{p,o,t} = DASMP_t \times DAIO_{p,o,t}$$

Ημερήσια Πληρωμή

$$DAERE_{p,o} = \sum_{t=1}^{24} DAERE_{p,o,t}$$

Πρόσθετη Ωριαία Πληρωμή

$$DAARPE_{p,o,t} = \left(DAPMP_{z,t} - DASMP_t\right) \times DAIO_{p,o,t}$$

Πρόσθετη Ημερήσια Πληρωμή

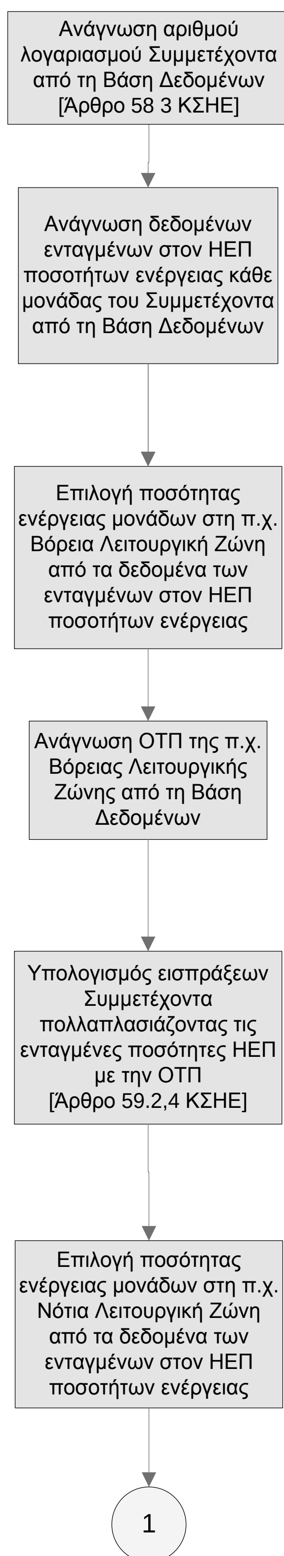
$$DAARPE_{p,o} = \sum_{t=1}^{24} DAARPE_{p,o,t}$$

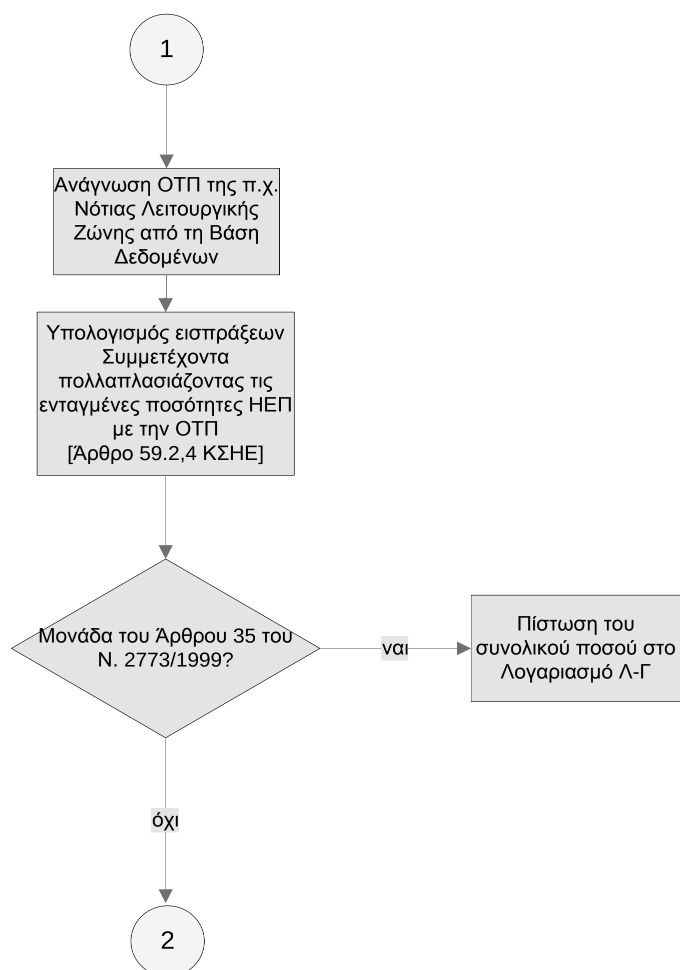
Συνολική Ημερήσια Πληρωμή

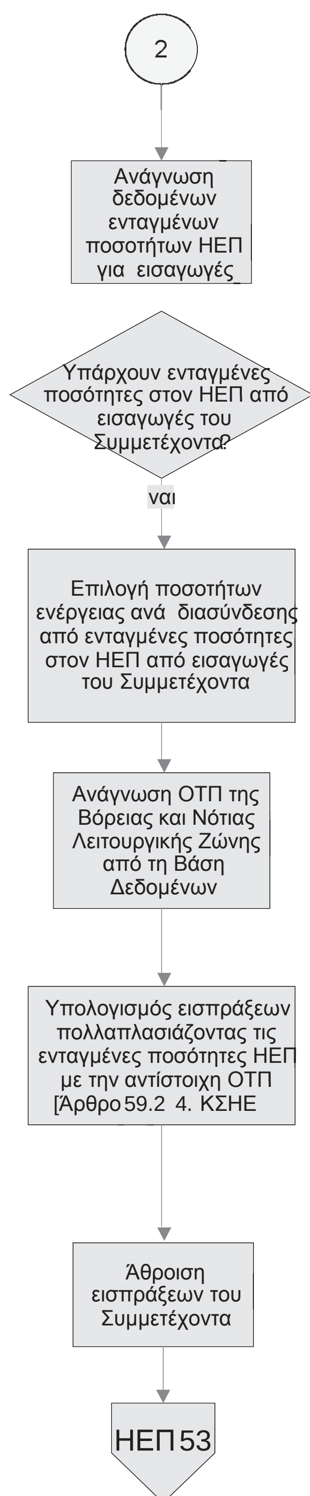
$$DAERE_p = \sum_o \left(DAERE_{p,o} + DAARPE_{p,o} \right)$$

Στο ΣΧΗΜΑ 10 παρακάτω, παρατίθεται αναλυτικό διάγραμμα ροής (ΗΕΠ51) που απεικονίζει τις Επιχειρησιακές Διαδικασίες των Υπολογισμών Πληρωμών ΗΕΠ για όλες τις πηγές έγχυσης, α) Κατανεμόμενες Μονάδες, β) Προγράμματα Εισαγωγών, γ) Μονάδες του Άρθρου 35 του Ν. 2773/1999, δ) Μονάδες υπό συνθήκες δοκιμών και ε) Συμβεβλημένες Μονάδες.

ΣΧΗΜΑ 10: ΗΕΠ51 – Υπολογισμοί Πληρωμών Εκκαθάρισης ΗΕΠ




1
Ανάγνωση ΟΤΠ της π.χ. Νότιας Λειτουργικής Ζώνης από τη Βάση Δεδομένων
Υπολογισμός εισπράξεων Συμμετέχοντα πολλαπλασιάζοντας τις ενταγμένες ποσότητες ΗΕΠ με την ΟΤΠ [Άρθρο 59.2,4 ΚΣΗΕ]
Μονάδα του Άρθρου 35 του Ν. 2773/1999?
ναι
Πίστωση του συνολικού ποσού στο Λογαριασμό Λ-Γ
όχι
2


2
Ανάγνωση δεδομένων ενταγμένων ποσοτήτων ΗΕΠ για εισαγωγές
Υπάρχουν ενταγμένες ποσότητες στον ΗΕΠ από εισαγωγές του Συμμετέχοντα?
ναι
Επιλογή ποσοτήτων ενέργειας ανά διασύνδεσης από ενταγμένες ποσότητες στον ΗΕΠ από εισαγωγές του Συμμετέχοντα
Ανάγνωση ΟΤΠ της Βόρειας και Νότιας Λειτουργικής Ζώνης από τη Βάση Δεδομένων
Υπολογισμός εισπράξεων πολλαπλασιάζοντας τις ενταγμένες ποσότητες ΗΕΠ με την αντίστοιχη ΟΤΠ [Άρθρο 59.2 4. ΚΣΗΕ
Άθροιση εισπράξεων του Συμμετέχοντα
ΗΕΠ 53

4.1.5.7 Φορτίο που αντιστοιχεί σε εσωτερική κατανάλωση

Για κάθε Εκπρόσωπο Φορτίου, η χρέωση για κάθε δήλωση φορτίου που αντιστοιχεί σε εσωτερική κατανάλωση και έχει ενταχθεί στον ΗΕΠ για μία συγκεκριμένη Περίοδο Κατανομής *t,* πιστώνεται στον Λογαριασμό Εκκαθάρισης ΗΕΠ Λ-Α και χρεώνεται στον Λογαριασμό Εκκαθάρισης ΗΕΠ του Συμμετέχοντα. Οι εσωτερικές καταναλώσεις περιλαμβάνουν τις καταναλώσεις των επιλεγόντων πελατών που συνδέονται σε κάθε επίπεδο τάσης (ΥΤ, ΜΤ, ΧΤ), συμπεριλαμβανομένων των καταναλώσεων των μονάδων παραγωγής που δεν καλύπτονται από αντίστοιχη παραγωγή, και τα αντλητικά φορτία.

Η ποσότητα της ηλεκτρικής ενέργειας (MWh) που εκκαθαρίζεται είναι η προγραμματισμένη για κατανάλωση ποσότητα που έχει ενταχθεί στον ΗΕΠ. Κατά την επίλυση του ΗΕΠ, οι καταναλώσεις που συνδέονται στο Δίκτυο (ΜΤ και ΧΤ), έχουν επαυξηθεί με την εφαρμογή του συντελεστή απωλειών Δικτύου που αντιστοιχεί στο επίπεδο τάσης στο οποίο συνδέονται. Οι καταναλώσεις που συνδέονται στο Σύστημα Μεταφοράς (ΥΤ) δεν υφίστανται την εφαρμογή συντελεστών απωλειών.

Η χρέωση υπολογίζεται για κάθε Περίοδο Κατανομής (ανά ώρα) και στη συνέχεια οι ωριαίες χρεώσεις αθροίζονται για το σύνολο της Ημέρας Κατανομής, όπως περιγράφεται κατωτέρω.

Ωριαία Χρέωση

$DAEP_{s,l,t} = DASMP_t \times DAOD_{s,l,t}$ (για φορτία στο Δίκτυο)

$DAEP_{s,l,t} = DASMP_t \times DAOS_{s,l,t}$ (για φορτία στο Σύστημα)

Ημερήσια Χρέωση

$$DAEP_{s,l} = \sum_{t=1}^{24} DAEP_{s,l,t}$$

Συνολική Ημερήσια Χρέωση

$$DAEP_s = \sum_l DAEP_{s,l}$$

4.1.5.8 Εμπορικά Προγράμματα Εξαγωγών

Για κάθε Εκπρόσωπο Φορτίου που έχει υποβάλλει δηλώσεις φορτίου για εξαγωγή ηλεκτρικής ενέργειας μέσω των διασυνδέσεων και έχουν ενταχθεί τον ΗΕΠ, η χρέωση για κάθε δήλωση φορτίου για μία συγκεκριμένη Περίοδο Κατανομής *t* πιστώνεται στον Λογαριασμό Εκκαθάρισης ΗΕΠ Λ-Α και χρεώνεται στον Λογαριασμό Εκκαθάρισης ΗΕΠ του Συμμετέχοντα.

Η ποσότητα της ηλεκτρικής ενέργειας (MWh) που εκκαθαρίζεται είναι η προγραμματισμένη για εξαγωγή ποσότητα που έχει ενταχθεί στον ΗΕΠ χωρίς την επιβολή συντελεστών απωλειών.

Η χρέωση υπολογίζεται για κάθε Περίοδο Κατανομής (ανά ώρα) και στη συνέχεια οι ωριαίες χρεώσεις αθροίζονται για το σύνολο της Ημέρας Κατανομής, όπως περιγράφεται ακολούθως.

Ωριαία Χρέωση

$$DAEPE_{s,l,t} = DASMP_t \times DAOS_{s,l,t}$$

Ημερήσια Χρέωση

$$DAEPE_{s,l} = \sum_{t=1}^{24} DAEPE_{s,l,t}$$

Συνολική Ημερήσια Χρέωση

$$DAEPE_{s} = \sum_{l} DAEPE_{s,l}$$

Παρακάτω παρατίθεται αναλυτικό διάγραμμα ροής (ΗΕΠ52), που απεικονίζει τις Επιχειρησιακές Διαδικασίες των Υπολογισμών Χρεώσεων ΗΕΠ για όλες τις πηγές κατανάλωσης: α) Φορτία που αντιστοιχούν σε εσωτερική κατανάλωση και β) Εμπορικά Προγράμματα Εξαγωγών.

4.1.6 Λογιστικός Λογαριασμός Εκκαθάρισης ΗΕΠ : Λ-Α

Ο Λογαριασμός Εκκαθάρισης ΗΕΠ Λ-Α περιλαμβάνει επιμέρους λογαριασμούς ξεχωριστά για κάθε Συμμετέχοντα. Ο Λογαριασμός αυτός χρησιμοποιείται στην εκκαθάριση του ΗΕΠ και είναι ουδέτερος εσόδων, δηλαδή οι χρεώσεις και οι πιστώσεις αλληλοαναιρούνται. Οι λογιστικές εγγραφές του στα πλαίσια της Ημερήσιας Εκκαθάρισης είναι οι ακόλουθες:

α. Χρεώσεις για πληρωμές σε κατανεμόμενες μονάδες για τα προγράμματα παραγωγής ενέργειας στην Οριακή Τιμή Παραγωγής (ΟΤΠ) της αντίστοιχης Λειτουργικής Ζώνης του Συστήματος και πιστώσεις των αντίστοιχων Λογαριασμών των Συμμετεχόντων.

β. Χρεώσεις στον Λογαριασμό Λ-Α για τα ενεργειακά προγράμματα συμβεβλημένων μονάδων στην σχετική ΟΤΠ και πιστώσεις των αντίστοιχων ποσών στον δευτεροβάθμιο λογαριασμό του Λογαριασμού Προσαυξήσεων ΛΠ-3.

γ. Χρεώσεις στον Λογαριασμό Λ-Α για τα ενεργειακά προγράμματα μονάδων που λειτουργούν υπό συνθήκες δοκιμών στη σχετική ΟΤΠ και πιστώσεις των αντίστοιχων ποσών στον Λογαριασμό Λ-Ι που είναι ο Λογαριασμός για το κόστος των υποχρεώσεων προς τις μονάδες αυτές.

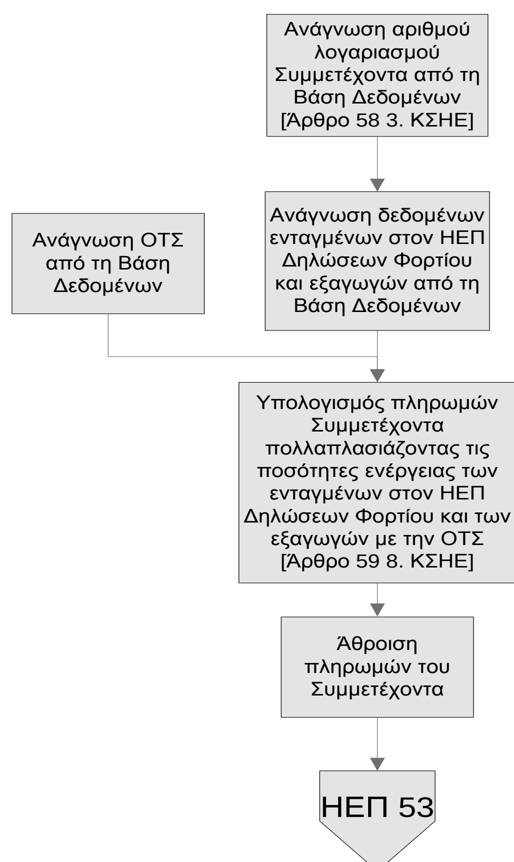
δ. Χρεώσεις στον Λογαριασμό Λ-Α για τα προγράμματα παραγωγής ενέργειας των μονάδων του Άρθρου 35 του Ν.2773/1999 στην σχετική ΟΤΠ και πιστώσεις των αντιστοίχων ποσών στον Λογαριασμό Λ-Θ που είναι ο Λογαριασμός για το κόστος των υποχρεώσεων προς τις μονάδες αυτές.

ε. Χρεώσεις που αφορούν σε προσφορές έγχυσης από εμπορικά προγράμματα εισαγωγής ηλεκτρικής ενέργειας μέσω των διασυνδέσεων όπως αυτά εντάσσονται στον ΗΕΠ στην σχετική ΟΤΠ και πιστώσεις στους αντίστοιχους λογαριασμούς των Συμμετεχόντων.

στ. Πιστώσεις που αφορούν σε δηλώσεις φορτίου από εμπορικά προγράμματα εξαγωγής ηλεκτρικής ενέργειας μέσω των διασυνδέσεων όπως αυτά εντάσσονται στον ΗΕΠ, στην (Οριακή Τιμή Συστήματος) ΟΤΣ και χρεώσεις στους αντίστοιχους λογαριασμούς των Συμμετεχόντων.

ζ. Πιστώσεις για τα προγράμματα που αφορούν σε εσωτερική κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας που προκύπτουν από τις δηλώσεις φορτίου όπως εντάσσονται στον ΗΕΠ στην Οριακή Τιμή Συστήματος (ΟΤΣ) και χρεώσεις στους αντίστοιχους λογαριασμούς των Συμμετεχόντων.

ΣΧΗΜΑ 11: ΗΕΠ52 – Υπολογισμοί Εισπράξεων Εκκαθάρισης ΗΕΠ



4.1.7 Ενημέρωση Συμμετεχόντων στον ΗΕΠ και Διαδικασία Πληρωμών

Μέχρι τον ορισμό του Φορέα Κάλυψης του ΗΕΠ ισχύουν οι μεταβατικές διατάξεις του άρθρου 92 σχετικά με την ενημέρωση των συμμετεχόντων στην Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας επί της Εκκαθάρισης του ΗΕΠ, την μεταφορά κεφαλαίων καθώς και την κάλυψη τυχόν ελλειμμάτων στις συναλλαγές που αφορούν στην Εκκαθάριση του ΗΕΠ.

Σύμφωνα με τις αντίστοιχες διατάξεις του άρθρου 92, η Εκκαθάριση του ΗΕΠ για κάθε Ημέρα Κατανομής διενεργείται ημερησίως, σε ωριαία βάση και ολοκληρώνεται την ίδια εργάσιμη ημέρα με την Ημέρα Επίλυσης του ΗΕΠ και τον προσδιορισμό της Οριακής Τιμής.

Τα αποτελέσματα της Εκκαθάρισης δημοσιεύονται στο Πληροφοριακό Σύστημα Διαχείρισης της Αγοράς του ΛΑΓΗΕ (στο link https://mmspa.desmie.gr/mms-pa-app/), όπου κάθε Συμμετέχων στην Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας έχει την δυνατότητα πρόσβασης με την χρήση του Ονόματος και του Κωδικού που έχει παραχωρήσει ο ΛΑΓΗΕ για την υποβολή των προσφορών και των δηλώσεων στον ΗΕΠ. Οι αναφορές δημοσιεύονται στην θέση «Publishing – Settlement Report». Στο πεδίο «Reports» οι Συμμετέχοντες μπορούν να επιλέξουν την Ημέρα Κατανομής που τους ενδιαφέρει και να έχουν πρόσβαση κατά αυτόν τον τρόπο σε όλα τα δεδομένα ανά τύπο δραστηριότητας που τους αφορούν στα πλαίσια του ΗΕΠ, όπως περιγράφεται στο Άρθρο 60 του ΚΣΗΕ.

Οι αναφορές διακρίνονται ανάλογα με την δραστηριότητα που ασκεί ο Συμμετέχων στα πλαίσια της Αγοράς, δημοσιεύονται σε μορφή PDF αρχείων, τα οποία παρέχουν και ασφάλεια όσον αφορά την έκδοση των αποτελεσμάτων της Εκκαθάρισης και επιπλέον είναι δυνατόν να μετατραπούν εύκολα σε επεξεργάσιμη μορφή. Η δημοσίευση των αναφορών γίνεται στην Ελληνική και Αγγλική γλώσσα. Στο Παράρτημα VI παρουσιάζονται υποδείγματα αναφορών για την ενημέρωση των Συμμετεχόντων.

Μετά την δημοσίευση των αποτελεσμάτων της ημερήσιας Εκκαθάρισης, οι Συμμετέχοντες έχουν την δυνατότητα να υποβάλλουν ενστάσεις στην ηλεκτρονική διεύθυνση που αναγράφεται στις αναφορές της Εκκαθάρισης. Η επίλυση των ενστάσεων έχει άμεση προτεραιότητα, και σε περίπτωση εντοπισμού σφάλματος η Εκκαθάριση επαναλαμβάνεται και δημοσιεύονται αναθεωρημένες αναφορές με τα σωστά αποτελέσματα.

Κάθε εργάσιμη Δευτέρα, στην ίδια ηλεκτρονική διεύθυνση, δημοσιεύεται εβδομαδιαία Συγκεντρωτική Κατάσταση της Εκκαθάρισης του ΗΕΠ, η οποία αναφέρεται στην Εκκαθάριση των προηγουμένων επτά ημερών και συγκεκριμένα από Δευτέρα μέχρι Κυριακή. Στην κατάσταση αυτή εμφανίζονται τα ημερήσια αποτελέσματα ανά δραστηριότητα του Συμμετέχοντα και τα εβδομαδιαία αθροίσματα.

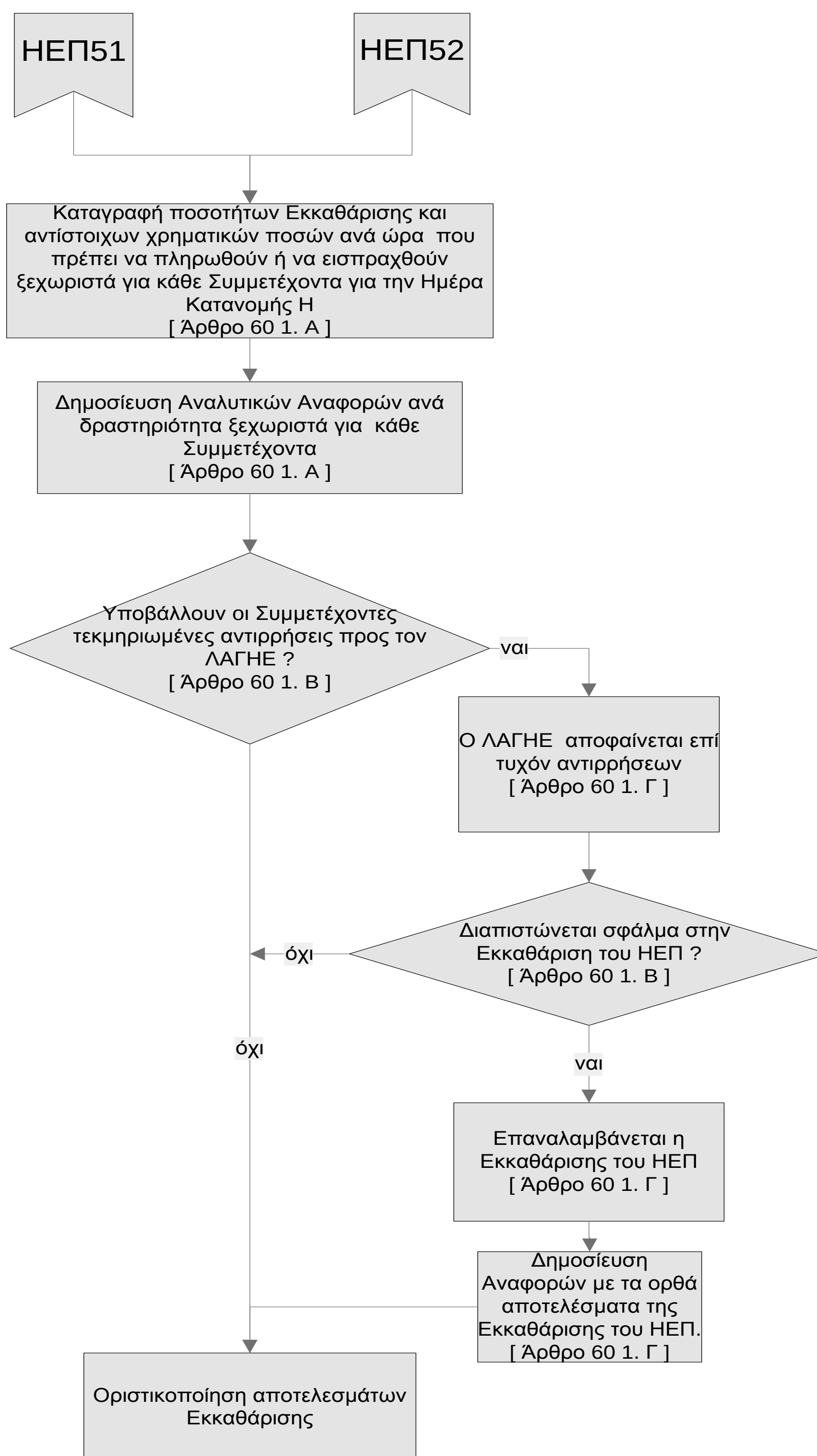
Την πρώτη εργάσιμη ημέρα μετά την τελευταία Ημέρα Κατανομής του μήνα στον οποίο αναφέρεται η Εκκαθάριση, δημοσιεύεται Συγκεντρωτική Κατάσταση μηνιαίας Εκκαθάρισης.

Οι μεταφορές κεφαλαίων στα πλαίσια της Εκκαθάρισης του ΗΕΠ διενεργούνται σε εβδομαδιαία βάση. Συγκεκριμένα, οι εβδομαδιαίες μεταφορές κεφαλαίων προς τον Λογαριασμό του ΛΑΓΗΕ διενεργούνται κάθε Τετάρτη ενώ οι μεταφορές από τον Λογαριασμό του ΛΑΓΗΕ διενεργούνται κάθε Πέμπτη.

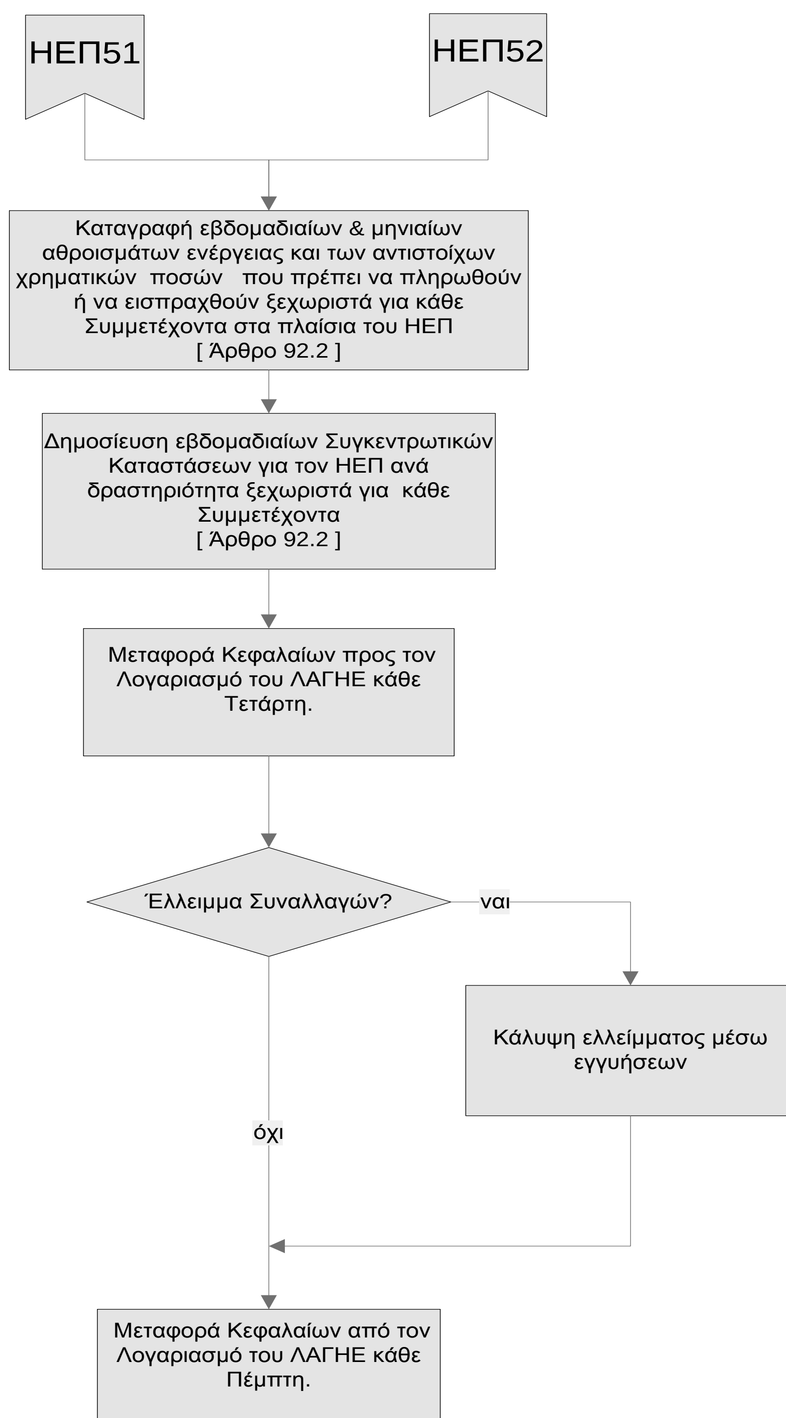
Πιθανό έλλειμμα συναλλαγών, κατά την διαδικασία της Εκκαθάρισης του ΗΕΠ, καλύπτεται με την διαδικασία παροχής στον ΛΑΓΗΕ εγγυήσεων εκ μέρους των Συμμετεχόντων. Λεπτομέρειες για το ύψος των εγγυήσεων στα πλαίσια της Εκκαθάρισης του ΗΕΠ καθώς και την μεθοδολογία υπολογισμού αυτού, αναφέρονται στο Κεφάλαιο 2.

Στα σχήματα ΗΕΠ53, ΗΕΠ54 και ΗΕΠ55 απεικονίζονται η διαδικασία ενημέρωσης των Συμμετεχόντων και η διαδικασία πληρωμών.

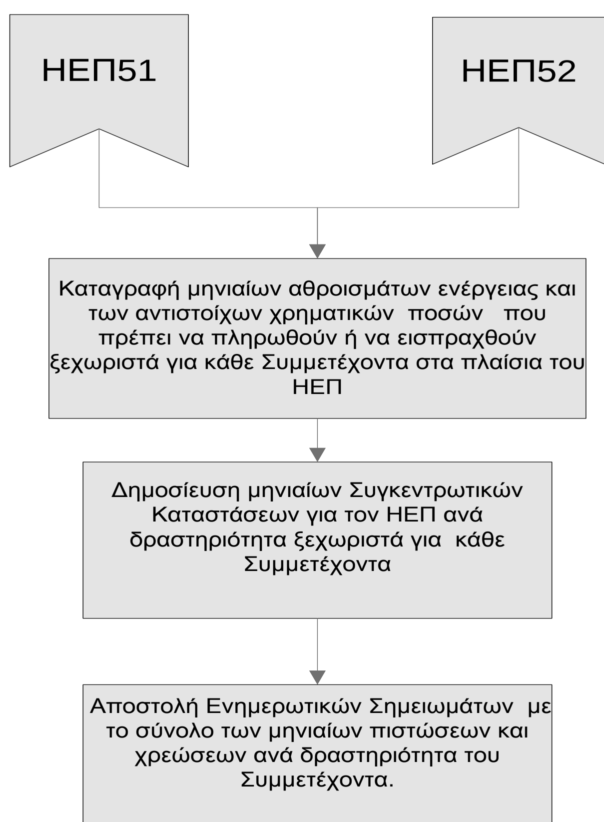
ΣΧΗΜΑ 12: ΗΕΠ53 – Εκκαθάριση ΗΕΠ –Καταστάσεις Εκκαθάρισης ΗΕΠ



ΣΧΗΜΑ 13: ΗΕΠ54 – Εκκαθάριση ΗΕΠ – Ενημέρωση και πληρωμές



ΣΧΗΜΑ 14: ΗΕΠ55 – Εκκαθάριση ΗΕΠ – Μηνιαίες Αναφορές



4.2 Λογαριασμοί του Λειτουργού της Αγοράς

4.2.1 Λογιστικοί Λογαριασμοί του ΛΑΓΗΕ

Ο ΛΑΓΗΕ διατηρεί τους ακόλουθους διακριτούς λογιστικούς λογαριασμούς:

1. Λ-Α: Λογαριασμός Εκκαθάρισης ΗΕΠ
2. Λ-Β: Ειδικός Λογαριασμός Χρηματοοικονομικής Κάλυψης ΗΕΠ.
3. Λ-Γ: Ειδικός Λογαριασμός κατά το Άρθρο 143 του Ν.4001/2011
4. Λ-Δ: Λογαριασμός Διοικητικών Δαπανών του Λειτουργού της Αγοράς.
5. Λ-Ε: Λογαριασμός Ισοσκελισμού ΗΕΠ (η δημιουργία του Λογαριασμού έχει προταθεί στη ΡΑΕ, προκειμένου να γίνει σχετική αναθεώρηση του ΚΣΗΕ, και θα ενεργοποιηθεί μετά από σχετική έγκριση της ΡΑΕ)

4.2.2 Συμβολισμός Εκκαθάρισης των Λογαριασμών του ΛΑΓΗΕ

Ο ακόλουθος συμβολισμός χρησιμοποιείται στις μαθηματικές σχέσεις της Εκκαθάρισης των Λογαριασμών του ΛΑΓΗΕ:

ΠΙΝ. 10: Συμβολισμοί της Μοντελοποίησης των Λογαρισμών Λ-Β ως Λ-Ε του ΛΑΓΗΕ

Δείκτες	
t	Περίοδος Κατανομής
d	Ημέρα Κατανομής
μ	Ημερολογιακός μήνας
y	Ημερολογιακό έτος
p	Εκπρόσωπος Φορτίου
m	Κόμβος Διασυνδέσεων
Μεταβλητές	
$UPLIFTLB_{p,\mu}$	Η χρέωση προσαυξήσεων για τον Λ-Β για κάθε Εκπρόσωπο Φορτίου p για τον ημερολογιακό μήνα μ
$UPLIFTLC_{p,\mu}$	Η χρέωση προσαυξήσεων για τον Λ-Γ για κάθε Εκπρόσωπο Φορτίου p για τον ημερολογιακό μήνα μ
$UPLIFTLD_{p,\mu}$	Η χρέωση προσαυξήσεων για τον Λ-Δ για κάθε Εκπρόσωπο Φορτίου p για τον ημερολογιακό μήνα μ
$UPLIFTLE_{p,\mu}$	Η χρέωση προσαυξήσεων για τον Λ-Ε για κάθε Εκπρόσωπο Φορτίου p για τον ημερολογιακό μήνα μ
$AccountingBalance_{LB,y}$	Ετήσιο Έλλειμμα ή Πλεόνασμα του Λογαριασμού Λ-Β
$AccountingBalance_{LC,y}$	Ετήσιο Έλλειμμα ή Πλεόνασμα του Λογαριασμού Λ-Γ
$AccountingBalance_{LD4,y}$	Ετήσιο Έλλειμμα ή Πλεόνασμα του Λογαριασμού Λ-Δ
$AccountingBalance_{LE,y}$	Ετήσιο Έλλειμμα ή Πλεόνασμα του Λογαριασμού Λ-Ε
$FFCC_y$	Ετήσιο Πάγιο Κόστος Χρηματοοικονομικής Κάλυψης για το έτος y

FCC_{μ}	Έκτακτο Κόστος Χρηματοοικονομικής Κάλυψης για το μήνα μ
$DASQ_{p,t}$	Εκκαθαριζόμενη ποσότητα ενέργειας σε MWh, η οποία εντάχθηκε στον ΗΕΠ για Προμήθεια των Πελατών του Εκπροσώπου Φορτίου p για την περίοδο κατανομής t
$DASQ_{k,p,t}$	Ποσότητα ενέργειας σε MWh που αφορά τα προγράμματα εξαγωγών του Εκπρόσωπου Φορτίου p που εντάχθηκαν στον ΗΕΠ, για τον κόμβο k, για την περίοδο κατανομής t
$DASQ_{k,s,t}$	Ποσότητα ενέργειας σε MWh που αφορά τα προγράμματα εισαγωγών του Συμμετέχοντα s που εντάχθηκαν στον ΗΕΠ, για τον κόμβο k, για την περίοδο κατανομής t
$DASQ_{p,\mu}$	Εκκαθαριζόμενη ποσότητα ενέργειας σε MWh, η οποία εντάχθηκε στον ΗΕΠ για Προμήθεια των Πελατών του Εκπροσώπου Φορτίου p κατά το ημερολογιακό μήνα μ έως την τελευταία ημέρα του μήνα υπολογισμού
$DASQ_{k,p,\mu}$	Ποσότητα ενέργειας σε MWh που αφορά σε προγράμματα εξαγωγών του Εκπρόσωπου Φορτίου p που εντάχθηκαν στον ΗΕΠ, για τον κόμβο k, κατά το ημερολογιακό μήνα μ έως την τελευταία ημέρα του μήνα υπολογισμού
$DASQ_{p,y}$	Εκκαθαριζόμενη ποσότητα ενέργειας σε MWh, η οποία εντάχθηκε στον ΗΕΠ για Προμήθεια των Πελατών του Εκπροσώπου Φορτίου p κατά το ημερολογιακό έτος y έως την τελευταία ημέρα του μήνα υπολογισμού
$DASQ_{k,p,y}$	Ποσότητα ενέργειας σε MWh που αφορά σε προγράμματα εξαγωγών του Εκπρόσωπου Φορτίου p που εντάχθηκαν στον ΗΕΠ, για τον κόμβο k, κατά το τρέχον ημερολογιακό έτος y έως την τελευταία ημέρα του μήνα υπολογισμού
$FCFCC_{p,y}$	Ύψος του Αντιτίμου Παγίου Χρηματοοικονομικού Κόστους Κάλυψης του Εκπρόσωπου Φορτίου p για το έτος y
$FCCH_{p,\mu}$	Έκτακτο Κόστος Χρηματοοικονομικής Κάλυψης για τον Εκπρόσωπο Φορτίου p για τον μήνα μ
$RESID_t$	Έκτακτο κόστος Ισοσκελισμού ΗΕΠ για την περίοδο κατανομής t
$LAGIEC_t$	Σύνολο των Διοικητικών Δαπανών του Λειοτυργού της Αγοράς που αντιστοιχεί στην περίοδο κατανομής t

4.2.3 Προσαυξήσεις για τον Ειδικό Λογαριασμό Χρηματοοικονομικής Κάλυψης Ημερήσιου Προγραμματισμού Λ-Β

Ο Λογαριασμός αυτός θα παραμείνει ανενεργός μέχρι την ολοκλήρωση της διαδικασίας για τον ορισμό Φορέα Κάλυψης ΗΕΠ.

4.2.3.1 Περιγραφή Λογαριασμού

Οι χρεώσεις των Συμμετεχόντων στο πλαίσιο του Λογαριασμού Προσαυξήσεων Χρηματοοικονομικής Κάλυψης ΗΕΠ αντισταθμίζουν το πάγιο και το έκτακτο χρηματοοικονομικό κόστος κάλυψης. Το Χρηματοοικονομικό Κόστος Κάλυψης περιλαμβάνει:

- Το Πάγιο Κόστος Χρηματοοικονομικής Κάλυψης, το οποίο αντιστοιχεί στο πάγιο κόστος για την παροχή της υπηρεσίας χρηματοοικονομικής κάλυψης σύμφωνα με τα στοιχεία της Σύμβασης Χρηματοοικονομικής Κάλυψης.
- Το Έκτακτο Κόστος Κάλυψης, το οποίο αντιστοιχεί σε τυχόν Έλλειμμα Συναλλαγών ΗΕΠ όπως προσδιορίζεται κατά την Εκκαθάριση του ΗΕΠ και το αναλογούν κόστος της χρηματοπιστωτικής υπηρεσίας κάλυψής του, όπως αυτό προβλέπεται στη Σύμβαση Χρηματοοικονομικής Κάλυψης.

Κάθε ημερολογιακό έτος, ο ΛΑΓΗΕ δύναται να υπογράφει σύμβαση με χρηματοοικονομικό ίδρυμα για την κάλυψη των ελλειμμάτων συναλλαγών κατά την διαδικασία της εκκαθάρισης του ΗΕΠ. Η σύμβαση αυτή έχει ένα ετήσιο πάγιο κόστος ώστε το χρηματοοικονομικό ίδρυμα να παρέχει την υπηρεσία της χρηματοοικονομικής κάλυψης. Το ύψος του Παγίου Κόστους Χρηματοοικονομικής Κάλυψης καθορίζεται σε Ευρώ ετησίως από τον Διαχειριστή του Συστήματος και εγκρίνεται από τον Υπουργό Ανάπτυξης κατόπιν γνώμης της ΡΑΕ δύο (2) μήνες πριν από την έναρξη κάθε ημερολογιακού έτους και ισχύει για το έτος αυτό.

Πλέον του πάγιου κόστους χρηματοοικονομικής κάλυψης το οποίο αφορά στην ετήσια σύμβαση χρηματοοικονομικής κάλυψης, υπάρχει και το έκτακτο κόστος χρηματοοικονομικής κάλυψης το οποίο ανακύπτει κάθε φορά που εμφανίζεται ένα έλλειμμα συναλλαγών στην εκκαθάριση του ΗΕΠ. Το έκτακτο κόστος χρηματοοικονομικής κάλυψης μεταφέρεται από τον Λογαριασμό Χρηματοοικονομικής Κάλυψης ΗΕΠ Λ-Β σαν χρέωση στον Λογαριασμό Εκκαθάρισης ΗΕΠ Λ-Α.

4.2.3.2 Επιμερισμός στους Εκπροσώπους Φορτίου

Πάγια χρέωση χρηματοοικονομικής κάλυψης: Το ύψος του Αντιτίμου Παγίου Χρηματοοικονομικού Κόστους Κάλυψης καθορίζεται για κάθε Εκπρόσωπο Φορτίου επιμερίζοντας το ετήσιο Πάγιο Κόστος Χρηματοοικονομικής Κάλυψης με την εκκαθαριζόμενη ποσότητα ενέργειας σε MWh, την οποία ο Εκπρόσωπος Φορτίου προμήθευσε προς Πελάτες ή για Εξαγωγή κατά το τρέχον ημερολογιακό έτος έως την ημερομηνία υπολογισμού. Ελλείψει δραστηριότητας κατά το τρέχον ημερολογιακό έτος, το Αντίτιμο Παγίου Χρηματοοικονομικού Κόστους Κάλυψης καθορίζεται ως εάν ο Εκπρόσωπος Φορτίου προμήθευε κατά το τρέχον ημερολογιακό έτος το ένα τοις εκατό (1%) της συνολικής ποσότητας ενέργειας που απορροφήθηκε από το Σύστημα κατά το προηγούμενο ημερολογιακό έτος ως ακολούθως:

$$FCFCC_{p,y} = \frac{DASQ_{p,y-1} + \sum_{\forall k} DASQ_{k,p,y-1}}{\sum_{\forall p} DASQ_{p,y-1} + \sum_{\forall k}\sum_{\forall p} DASQ_{k,p,y-1}} \times FFCC_y$$

όπου:

$FFCC_y$ Ετήσιο Πάγιο Κόστος Χρηματοοικονομικής Κάλυψης για το έτος y,

$DASQ_{p,y-1}$ Εκκαθαριζόμενη ποσότητα ενέργειας σε MWh, η οποία εντάχθηκε στον ΗΕΠ για Προμήθεια στους Πελάτες του Εκπροσώπου Φορτίου p κατά το τρέχον ημερολογιακό έτος, y-1, έως την τελευταία ημέρα του μήνα υπολογισμού,

$DASQ_{k,p,y-1}$ Ποσότητα ενέργειας σε MWh που αφορά σε προγράμματα εξαγωγών του Εκπρόσωπου Φορτίου p που εντάχθηκαν στον ΗΕΠ, στον κόμβο διασύνδεσης k, κατά το τρέχον ημερολογιακό έτος, y-1, έως την τελευταία ημέρα του μήνα υπολογισμού,

$FCFCC_{p,y}$ Ύψος του Αντιτίμου Παγίου Χρηματοοικονομικού Κόστους Κάλυψης του Εκπρόσωπου Φορτίου p για το έτος y

η δε ετήσια εκκαθαριζόμενη ζήτηση υπολογίζεται από την ωριαία εκκαθαριζόμενη ζήτηση ως ακολούθως:

$$DASQ_{p,y} = \sum_{t \in y} DASQ_{p,t}$$
$$DASQ_{k,p,y} = \sum_{t \in y} DASQ_{k,p,t}$$

Η πάγια χρέωση χρηματοοικονομικής κάλυψης υπολογίζεται κανονικά τον Δεκέμβριο κάθε έτους. Επομένως, η ετήσια εκκαθαριζόμενη ζήτηση για τον επιμερισμό του κόστους στους Εκπροσώπους Φορτίου περιλαμβάνει μόνο την εκκαθαριζόμενη ζήτηση εντός του τρέχοντος ημερολογιακού έτους μέχρι την τελευταία ημέρα του μήνα υπολογισμού.

Το αργότερο επτά (7) ημέρες πριν από την έναρξη κάθε ημερολογιακού έτους καταβάλλεται από κάθε Εκπρόσωπο Φορτίου, το ετήσιο Αντίτιμο Παγίου Χρηματοοικονομικού Κόστους Κάλυψης που του αναλογεί. Σε περίπτωση μη έγκαιρης καταβολής του Αντιτίμου Παγίου Χρηματοοικονομικού Κόστους Κάλυψης, ο Λειτουργός της Αγοράς δύναται να καταγγείλει τη Σύμβαση Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας.

Η πάγια χρέωση χρηματοοικονομικής κάλυψης χρεώνεται στον λογαριασμό του σχετικού Εκπροσώπου Φορτίου και πιστώνεται στον Λογαριασμό Εκκαθάρισης ΗΕΠ Λ-Α.

Έκτακτη χρέωση χρηματοοικονομικής κάλυψης: Το έκτακτο κόστος χρηματοοικονομικής κάλυψης επιμερίζεται στους Εκπροσώπους Φορτίου ανάλογα με την ετήσια εκκαθαριζόμενη ζήτησή τους (φορτίο πελατών και υλοποιημένα προγράμματα εξαγωγών) κατά το τρέχον έτος μέχρι την ημερομηνία του υπολογισμού. Επομένως, η έκτακτη χρέωση χρηματοοικονομικής κάλυψης για τον Εκπρόσωπο Φορτίου p για μήνα μ υπολογίζεται ως ακολούθως:

$$FCCH_{p,\mu} = \frac{DASQ_{p,y} + \sum_{\forall k} DASQ_{k,p,y}}{\sum_{\forall p} DASQ_{p,y} + \sum_{\forall k}\sum_{\forall p} DASQ_{k,p,y}} \times FCC_{\mu}$$

όπου:

FCC_{μ} Έκτακτο Κόστος Χρηματοοικονομικής Κάλυψης για το μήνα μ,

$DASQ_{p,y}$ Εκκαθαριζόμενη ποσότητα ενέργειας σε MWh, η οποία εντάχθηκε στον ΗΕΠ για Προμήθεια στους Πελάτες του Εκπροσώπου Φορτίου p κατά το τρέχον ημερολογιακό έτος y έως την τελευταία ημέρα του μήνα υπολογισμού,

$DASQ_{k,py}$ Ποσότητα ενέργειας σε MWh που αφορά σε προγράμματα εξαγωγών του Εκπρόσωπου Φορτίου p που εντάχθηκαν στον ΗΕΠ, στον κόμβο διασύνδεσης k, κατά το τρέχον ημερολογιακό έτος y έως την τελευταία ημέρα του μήνα υπολογισμού,

$FCCH_{p,\mu}$ Έκτακτη Χρέωση Χρηματοοικονομικής Κάλυψης του Εκπρόσωπου Φορτίου p για το μήνα μ

Το έκτακτο κόστος χρηματοοικονομικής κάλυψης χρεώνεται στον λογαριασμό του σχετικού Εκπροσώπου Φορτίου και πιστώνεται στον Λογαριασμό Εκκαθάρισης ΗΕΠ Λ-Α.

4.2.4 Προσαυξήσεις για το Λογαριασμό Λ-Δ των Διοικητικών Δαπανών του ΛΑΓΗΕ

4.2.4.1 Περιγραφή Λογαριασμού

Οι χρεώσεις των Συμμετεχόντων στο πλαίσιο των Προσαυξήσεων για το Λογαριασμό Διοικητικών Δαπανών του Λειτουργού της Αγοράς αντισταθμίζουν το σύνολο των Διοικητικών Δαπανών του Λειτουργού της Αγοράς το οποίο επιτρέπεται να ανακτήσει από τους Συμμετέχοντες σύμφωνα με τους όρους της Άδειάς του. Ο Λειτουργός της Αγοράς οφείλει να τηρεί τα απαραίτητα αρχεία ώστε να τεκμηριώνονται οι δαπάνες αυτές.

Το ποσό της δαπάνης αυτής LAGIEC προϋπολογίζεται από τον Λειτουργό της Αγοράς για κάθε ημερολογιακό έτος σύμφωνα με τους όρους της Άδειάς του και επιμερίζεται για κάθε Περίοδο Κατανομής t ως εξής: $LAGIEC_{\mu}$ = LAGIEC/12 και μετράται σε Ευρώ.

4.2.4.2 Επιμερισμός στους Εκπροσώπους Φορτίου

Το ποσό $LAGIEC_{\mu}$ επιμερίζεται σε κάθε Εκπρόσωπο Φορτίου p ανάλογα με την ποσότητα ενέργειας που αφορά στην δήλωση ενέργειας που εντάχθηκε στον ΗΕΠ για το σύνολο των Μετρητικών Σημείων που εκπροσωπεί και σε κάθε Εκπρόσωπο Φορτίου p που διενεργεί εξαγωγές ανάλογα με την ποσότητα ενέργειας που αφορά στη δήλωση απορρόφησης ενέργειας στα Διασυνοριακά Σημεία Τιμολόγησης, όπως αυτή προκύπτει από την επίλυση του ΗΕΠ, ως προς τη συνολικά απορροφούμενη ενέργεια από αυτούς, κατά τον ημερολογιακό μήνα μ. Ο επιμερισμός γίνεται ως εξής:

$$UPLIFTLD_{p,\mu} = \frac{DASQ_{p,\mu} + \sum_{k} DASQ_{k,p,\mu}}{\sum_{p} DASQ_{p,\mu} + \sum_{p \neq HTSO} \sum_{k} DASQ_{k,p,\mu}} \times LAGIEC_{\mu}$$

όπου:

$DASQ_{p,\mu}$	Εκκαθαριζόμενη ποσότητα ενέργειας σε MWh, η οποία εντάχθηκε στον ΗΕΠ σύμφωνα με σχετική Δήλωση Φορτίου του Εκπροσώπου Φορτίου p τον ημερολογιακό μήνα μ
$DASQ_{k,p,\mu}$	Ποσότητα ενέργειας σε MWh που αφορά τα προγράμματα εξαγωγών που εντάχθηκαν στον ΗΕΠ, για τον κόμβο k, του Εκπρόσωπου Φορτίου p για τον ημερολογιακό μήνα μ
$LAGIEC_{\mu}$	Σύνολο των Διοικητικών Δαπανών του Λειτουργού της Αγοράς που αντιστοιχεί στον ημερολογιακό μήνα μ
$UPLIFTLD_{p,\mu}$	Χρεοπίστωση για τον Λογαριασμό Διοικητικών Δαπανών του Λειτουργού της Αγοράς για τον Εκπρόσωπο Φορτίου p και τον ημερολογιακό μήνα μ

Το χρηματικό ποσό $UPLIFTLD_{p\mu}$ συμπεριλαμβάνεται στην Κατάσταση Εκκαθάρισης ΗΕΠ και σχετικά με τις χρεώσεις, τις τραπεζικές πράξεις και τις πληρωμές, ακολουθείται η Διαδικασία Εκκαθάρισης ΗΕΠ.

4.2.4.3 Ετήσια Εκκαθάριση

Αν ως αποτέλεσμα της διαδικασίας αυτής ο Λογαριασμός Διοικητικών Δαπανών του Λειτουργού της Αγοράς δεν είναι ισοσκελισμένος στο τέλος του ημερολογιακού έτους, το τυχόν έλλειμμα καλύπτεται με την επιβολή πρόσθετων χρεώσεων κατ’ αναλογία των οριζομένων στην προηγούμενη παράγραφο όπου για τον επιμερισμό λαμβάνεται υπόψη το σύνολο των ποσοτήτων ενέργειας που αντιστοιχούν στο συνολικό ποσό ενέργειας που απορροφά κάθε Συμμετέχοντας από το Σύστημα κατά το υπόψη ημερολογιακό έτος. Με τον ίδιο τρόπο επιμερισμού υπολογίζονται τα ποσά προς επιστροφή στους Συμμετέχοντες εφόσον το ετήσιο αποτέλεσμα του Λογαριασμού Διοικητικών Δαπανών του Λειτουργού της Αγοράς προκύψει πλεονασματικό για κάποιο ημερολογιακό έτος.

$$UPLIFTLD_{p,y} = Accounting\,Balance_{LD.y} \times \frac{\sum_{t \in y} DASQ_{p,t} + \sum_{t \in y} \sum_{k} DASQ_{k,p,t}}{\sum_{t \in y} \sum_{p} DASQ_{p,t} + \sum_{t \in y} \sum_{k} \sum_{p} DASQ_{k,p,t}}$$

4.2.5 Λογαριασμός Ισοσκελισμού ΗΕΠ Λ-Ε

4.2.5.1 Περιγραφή Λογαριασμού

Οι χρεώσεις των Συμμετεχόντων στο πλαίσιο των Προσαυξήσεων για τον Λογαριασμό Ισοσκελισμού ΗΕΠ αντισταθμίζουν τις έκτακτες δαπάνες που προκύπτουν από μη ισοσκελισμό του ΗΕΠ κατά τη διαδικασία εκκαθάρισηςπίλυσης του. Ο Λογαριασμός θα ενεργοποιηθεί μετά από σχετική έγκριση της ΡΑΕ.

Το συνολικό αυτό ποσό $ISOSK_{\mu}$ $RESID_t$ υπολογίζεται για κάθε Περίοδο Κατανομής t απολογιστικά κατά μήνα, όπου μ ένας μήνας, και μετράται σε Ευρώ (€).Θετική τιμή επάγεται χρεώσεις των Συμμετεχόντων, ενώ αρνητική τιμή επάγεται πιστώσεις των Συμμετεχόντων.

Το κόστος $RESID_t$ επιμερίζεται σε κάθε Εκπρόσωπο Φορτίου p ανάλογα με την ποσότητα ενέργειας που αφορά στις Δηλώσεις Φορτίου που εντάχθηκαν στο Πρόγραμμα του ΗΕΠ για το σύνολο των Μετρητών που εκπροσωπεί και σε κάθε Εκπρόσωπο Φορτίου p που διενεργεί εξαγωγές (χωρίς να συμπεριλαμβάνεται σε αυτούς ο Λειτουργός της Αγοράς και ο Διαχειριστής του Συστήματος) ανάλογα με την ποσότητα ενέργειας που αφορά στην απορρόφηση ενέργειας στα Διασυνοριακά Σημεία Τιμολόγησης k, όπως αυτή προκύπτει από τις Δηλώσεις Φορτίου που εντάχθηκαν στο Πρόγραμμα του ΗΕΠ, ως προς τη συνολικά απορροφούμενη ενέργεια που εντάχθηκε στο Πρόγραμμα του ΗΕΠ από αυτούς, κατά την περίοδο κατανομής t.

Για τον υπολογισμό της ποσότητας ενέργειας που αφορά στην απορρόφηση ενέργειας στα Διασυνοριακά Σημεία Τιμολόγησης για κάθε Εκπρόσωπο Φορτίου που διενεργεί εξαγωγές, δεν λαμβάνονται υπόψη οι εξαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας κατά το ύψος που αντιστοιχεί στις εισαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας, που ο ίδιος Εκπρόσωπος Φορτίου διενεργεί κατά την ίδια Περίοδο Κατανομής (συνυπολογιζόμενων των απωλειών έγχυσης των εισαγωγών).

4.2.5.2 Επιμερισμός στους Εκπροσώπους Φορτίου

Ο επιμερισμός γίνεται ως εξής:

$$RESID_{pt} = \frac{DASQ_{p,t} + \left| \sum_k DASQ_{k,p,t} - \sum_k DASQ_{k,s,t} \right|}{\sum_p DASQ_{p,t} + \left| \sum_{p \neq IPTO,HTSO} \sum_k DASQ_{k,p,t} - \sum_{s \neq IPTO,HTSO} \sum_k DASQ_{k,s,t} \right|} \times RESID_t$$

$$UPLIFTLE_{p,\mu} = RESID_{p,\mu} = \sum_{t \in \mu} RESID_{p,t}$$

όπου:

$DASQ_{p,t}$	Εκκαθαριζόμενη ποσότητα ενέργειας σε MWh, η οποία εντάχθηκε στον ΗΕΠ σύμφωνα με σχετική Δήλωση Φορτίου του Εκπροσώπου Φορτίου p την περίοδο κατανομής t
$DASQ_{k,p,t}$	Ποσότητα ενέργειας σε MWh που αφορά τα προγράμματα εξαγωγών που εντάχθηκαν στον ΗΕΠ, για τον κόμβο k, του Εκπρόσωπου Φορτίου p για την περίοδο κατανομής t
$DASQ_{k,s,t}$	Ποσότητα ενέργειας σε MWh που αφορά τα προγράμματα εισαγωγών που εντάχθηκαν στον ΗΕΠ, για τον κόμβο k, του Συμμετέχοντα s για την περίοδο κατανομής t

$RESID_t$ Χρηματοοικονομικό κόστος από το μη ισοσκελισμό του ΗΕΠ για την περίοδο κατανομής t,

$RESID_{P,t}$ Χρεοπίστωση για τον Λογαριασμό Ισοσκελισμού ΗΕΠ για τον Εκπρόσωπο Φορτίου p και την περίοδο κατανομής t,

$UPLIFTLE_{p,\mu}$ Χρεοπίστωση για τον Λογαριασμό Ισοσκελισμού ΗΕΠ για τον Εκπρόσωπο Φορτίου p και τον ημερολογιακό μήνα μ.

Η χρέωση προσαυξήσεων του Λογαριασμού Ισοσκελισμού ΗΕΠ συμπεριλαμβάνεται στις Καταστάσεις Συγκεντρωτικής Εκκαθάρισης ΗΕΠ και σχετικά με τις χρεώσεις, τις τραπεζικές πράξεις και τις πληρωμές, ακολουθείται η διαδικασία Εκκαθάρισης ΗΕΠ.

4.2.5.3 Ετήσια Εκκαθάριση

Αν ως αποτέλεσμα της διαδικασίας αυτής ο Λογαριασμός Εκκαθάρισης Λ-Α δεν είναι ισοσκελισμένος στο τέλος του ημερολογιακού έτους, το τυχόν έλλειμμα καλύπτεται με την επιβολή πρόσθετων χρεώσεων κατ' αναλογία των οριζομένων στην προηγούμενη παράγραφο όπου για τον επιμερισμό λαμβάνεται υπόψη το σύνολο των χρεώσεων και πιστώσεων του Εκπροσώπου Φορτίου κατά το υπόψη ημερολογιακό έτος. Με τον ίδιο τρόπο επιμερισμού υπολογίζονται τα ποσά προς επιστροφή στους Εκπροσώπους Φορτίου εφόσον το ετήσιο αποτέλεσμα του Λογαριασμού Εκκαθάρισης Λ-Α προκύψει πλεονασματικό για κάποιο ημερολογιακό έτος.

$$UPLIFTLE_{p,y} = Accounting\,Balance_{LE.y} \times \frac{\sum_{t\in y} DASQ_{p,t} + \left|\sum_{t\in y}\sum_{k} DASQ_{k,p,t} - \sum_{t\in y}\sum_{k} DASQ_{k,s,t}\right|}{\sum_{t\in y}\sum_{p} DASQ_{p,t} + \left|\sum_{t\in y}\sum_{k}\sum_{p} DASQ_{k,p,t} - \sum_{t\in y}\sum_{k}\sum_{s} DASQ_{k,s,t}\right|}$$

4.3 Εκκαθάριση Επικουρικών Υπηρεσιών

Η Εκκαθάριση των Επικουρικών Υπηρεσιών πραγματοποιείται από τον ΑΔΜΗΕ. Ο ΛΑΓΗΕ αποστέλει στον ΑΔΜΗΕ τα ακόλουθα δεδομένα που προκύπτουν από την επίλυση του ΗΕΠ Τιμή Πρωτεύουσας Εφεδρείας, Τιμή Δευτερεύουσας Εφεδρείας, προκειμένου ο ΑΔΜΗΕ να προχωρήσει στην Εκκαθάριση Επικουρικών Υπηρεσιών.

4.4 Εκκαθάριση Χρεώσεων Μη Νόμιμων Προσφορών και Δηλώσεων

Η εκκαθάριση των Χρεώσεων λόγω Μη Νόμιμων Προσφορών και Δηλώσεων πραγματοποιείται από τον ΑΔΜΗΕ, σύμφωνα με το Άρθρο 42 του ΚΔΣ. Τα δεδομένα που απαιτείται να αποσταλ-λούν από τον ΛΑΓΗΕ στον ΑΔΜΗΕ, προκειμένου να προχωρήσει στον υπολογισμό τους, περιγράφονται στο Κεφάλαιο 3.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5 - ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΣ ΚΟΣΤΟΥΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΜΟΝΑΔΩΝ

Σκοπός του κεφαλαίου αυτού είναι να ορίσει τα κόστη λειτουργίας των μονάδων παραγωγής, να ορίσει και να αναπτύξει λεπτομερώς τα στοιχεία που λαμβάνονται υπόψη για τον υπολογισμό αυτών, καθώς και τη σχετική μεθοδολογία υπολογισμού. Τα κόστη αυτά είναι:

α. Το Μεταβλητό Κόστος Καυσίμου (Fuel Variable Cost)

β. Το Μεταβλητό Κόστος Μονάδας στο μετρητή (Unit Variable Cost at meter point)

γ. Το Μεταβλητό Κόστος Μονάδας στο εικονικό σημείο αγοραπωλησίας ενέργειας ΗΕΠ (Unit Variable Cost at market point)

δ. Το Ελάχιστο Μεταβλητό Κόστος Μονάδας (Unit Minimum Variable Cost)

ε. Το Ωριαίο Κόστος Λειτουργίας Μονάδας (Unit Hourly Cost)

στ. Το Κόστος Χωρίς Φορτίο (Unit No-Load Cost)

ζ. Το Κόστος Ελαχίστου Φορτίου (Unit Minimum Load Cost)

η. Το Διαφορικό Κόστος Λειτουργίας Μονάδας (Unit Incremental Cost)

θ. Το Κόστος Εκκίνησης (Start-Up Cost, SUC)

ι. Το Κόστος Αποσυγχρονισμού (Shut-Down Cost, SDC)

ια. Το Μεταβλητό Κόστος Υδροηλεκτρικών Μονάδων (Hydro Units Variable Cost)

Με τον όρο «παραγωγή» θεωρείται η καθαρή παραγωγή, αφού έχουν ληφθεί υπόψη η εσωτερική υπηρεσία και τα βοηθητικά φορτία της Μονάδας (σε MWh), κατ’ αντιστοιχία της Συνεχούς Παραγόμενης Ισχύος (καθαρής) στο Άρθρο 262, §5 του ΚΔΣ [2].

Για να υπολογιστούν τα παραπάνω κόστη λαμβάνονται υπόψη τα στοιχεία που περιλαμβάνονται στη Δήλωση Τεχνοοικονομικών Στοιχείων κατά το Άρθρο 44 του ΚΣΗΕ, καθώς και τα Καταχωρημένα Στοιχεία των μονάδων παραγωγής, σύμφωνα με το Άρθρο 262, §5 του ΚΔΣ.

Ο παραγωγός φέρει ακέραια την ευθύνη των τιμών των στοιχείων που δηλώνει τόσο στην αντίστοιχη Δήλωση Τεχνοοικονομικών Στοιχείων κατά το Άρθρο 44 του ΚΣΗΕ όσο και αυτών που δηλώνει στα Καταχωρημένα Χαρακτηριστικά της μονάδας του κατά το Άρθρο 295, §5 του ΚΔΣ.

Για τον υπολογισμό των τιμών των παραπάνω στοιχείων ο παραγωγός πρέπει να λαμβάνει υπόψη τις λεπτομέρειες εφαρμογής, όπως αυτές αναλύονται στο παρόν καφάλαιο.

Ο ΛΑΓΗΕ δε φέρει καμία ευθύνη για τη χρήση, σύμφωνα με τους Κώδικες και το παρόν Εγχειρίδιο, των στοιχείων αυτών, όπως αυτά δηλώθηκαν από τον Παραγωγό. Τα στοιχεία αυτά είναι δυνατόν να ελέγχο-

νται από τη ΡΑΕ. Στην περίπτωση αυτή, ο παραγωγός πρέπει να διαθέτει τα κατάλληλα παραστατικά για την τεκμηρίωση των στοιχείων αυτών.

5.1 Θερμικές Μονάδες

5.1.1 Ειδική Κατανάλωση Θερμότητας Θερμικών Μονάδων

Η Ειδική Κατανάλωση Θερμότητας αποδίδει σε κάθε συγκεκριμένο επίπεδο παραγωγής της Μονάδας (MW) την απαιτούμενη ποσότητα θερμικής ενέργειας (σε GJ) ώστε να παραχθεί μία (1) MWh.

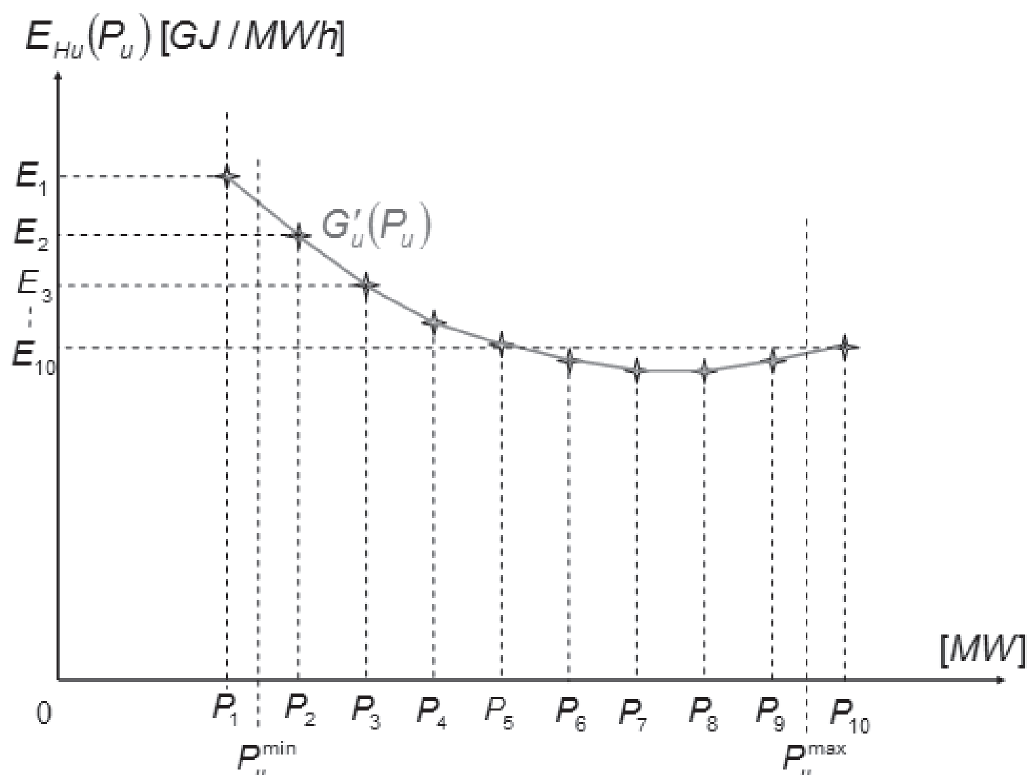
Κάθε Μονάδα u υποβάλλει προς έγκριση στον ΑΔΜΗΕ σύμφωνα με το Άρθρο 262 του ΚΔΣ τη **βηματική συνάρτηση Ειδικής Κατανάλωσης Θερμότητας**, $E_{Hu}(P_u)$, **σε GJ/MWh** (*δες* ΠΙΝ. 11 παρακάτω). Η βηματική συνάρτηση Ειδικής Κατανάλωσης Θερμότητας περιλαμβάνει δέκα (10) διαφορετικά επίπεδα της καθαρής της παραγωγής μεταξύ της καθαρής ισχύος της Μονάδας, P_1 και της καθαρής ισχύος της Μονάδας, P_{10}, περιλαμβανομένων αυτών, έτσι ώστε να προσεγγίζεται όσο το δυνατόν ακριβέστερα η πραγματική καμπύλη Ειδικής Κατανάλωσης Θερμότητας, όπως φαίνεται στο ΣΧΗΜΑ 15 παρακάτω και αποδίδεται από την σχέση 1.
Η καθαρή ισχύς P_1 πρέπει να είναι μικρότερη ή ίση της Τεχνικά Ελάχιστης Παραγωγής, $P_u^{\min}$ (καθαρή ισχύς Μονάδας αφού έχουν ληφθεί υπόψη η εσωτερική υπηρεσία και τα βοηθητικά φορτία της Μονάδας) σε MW, ενώ η καθαρή ισχύς P_{10} πρέπει να είναι μεγαλύτερη ή ίση της Μέγιστης Συνεχούς Παραγόμενης Ισχύος, $P_u^{\max}$ (καθαρή, αφού έχουν ληφθεί υπόψη η εσωτερική υπηρεσία και τα βοηθητικά φορτία της Μονάδας) σε MW, σύμφωνα με τα Καταχωρημένα στοιχεία της Μονάδας κατά το Άρθρο 262, §5 του ΚΔΣ.

Από τα δέκα ζεύγη τιμών τουλάχιστον πέντε πρέπει να προέρχονται από πραγματικές μετρήσεις, ενώ τα υπόλοιπα πέντε ζεύγη τιμών μπορούν να δηλώνονται μετά από υπολογισμούς με την χρήση της παρακάτω σχέσης 1.

Για τις μετρήσεις Ειδικής Κατανάλωσης Θερμότητας που διεξάγει η Μονάδα u πρέπει να διατηρεί την καθαρή ισχύ της, κατά το δυνατόν, σε σταθερό επίπεδο κατά τη διάρκεια μιας ώρας για κάθε μέτρηση. Επομένως, η αριθμητική τιμή της ισχύος (MW) είναι η μέση τιμή της για την αντίστοιχη ώρα, και αυτή προφανώς ισούται με την αριθμητική τιμή της εγχυόμενης ενέργειας από τη Μονάδα στο Σύστημα (καθαρή παραγωγή σε MWh).

ΠΙΝ. 11: Ειδική Κατανάλωση Θερμότητας

$E_{Hu}(P_u)$ [GJ/MWh]	E_1	E_2	E_3	E_4	E_5	E_6	E_7	E_8	E_9	E_{10}
P_u [MW]	$P_1 \le P_u^{\min}$	P_2	P_3	P_4	P_5	P_6	P_7	P_8	P_9	$P_{10} \ge P_u^{\max}$



ΣΧΗΜΑ 15: Ειδική Κατανάλωση Θερμότητας Μονάδας u

Η καμπύλη Ειδικής Κατανάλωσης Θερμότητας προσεγγίζεται από ένα πολυώνυμο της ακόλουθης μορφής:

$$E_{Hu}(P_u) \equiv \frac{\alpha}{P_u} + \beta + \gamma P_u \qquad (1)$$

όπου οι συντελεστές α, β και γ είναι θετικοί και προέρχονται από μία καμπύλη ελαχίστων τετραγώνων, εφαρμοσμένης στα μετρούμενα σημεία της ειδικής κατανάλωσης θερμότητας, {$E_{Hu}(P_1)$, $E_{Hu}(P_2)$,…, $E_{Hu}(P_9)$, $E_{Hu}(P_{10})$}. Πρέπει να σημειωθεί ότι οι μετρήσεις της Ειδικής Κατανάλωσης Θερμότητας γίνονται σε σταθερή ισχύ (σε MW) αλλά για τις ανάγκες του κεφαλαίου αυτού στη συνέχεια θα αναφερόμαστε σε καθαρή παραγωγή (σε MWh).

5.1.2 Μεταβλητό Κόστος Καυσίμου Θερμικών Μονάδων

5.1.2.1 Κόστος Καυσίμου

Κάθε Μονάδα u υποβάλλει στο ΛΑΓΗΕ σύμφωνα με το Άρθρο 44 του ΚΣΗΕ το **κόστος κάθε καυσίμου f,** FC_u^f**, σε € ανά μετρητική μονάδα ποσότητας καυσίμου και το αντίστοιχο ποσοστό συμμετοχής του,**

$FuelMix_u^f$, που χρησιμοποιεί η Μονάδα u μεταξύ της τεχνικά ελάχιστης και μέγιστης παραγωγής. Η μονάδα κόστους για το αντίστοιχο καύσιμο είναι όπως φαίνεται στον επόμενο πίνακα.

Μονάδες κόστους καυσίμων

Καύσιμο	**Μονάδα κόστους**
Λιγνίτης	Ευρώ ανά τόνο (€/10^3 kg)
Μαζούτ	Ευρώ ανά τόνο (€/10^3 kg)
Diesel	Ευρώ ανά χιλιόλιτρο (€/10^3 lt)
Φυσικό αέριο	Ευρώ ανά κανονικό κυβικό μέτρο (€/norm m^3)

Τα κόστη άλλων καυσίμων που χρησιμοποιούνται για την εκκίνηση της Μονάδας και έως την τεχνικά ελάχιστη παραγωγή λαμβάνονται υπόψη για τον υπολογισμό του Κόστους Εκκίνησης, όπως αναφέρεται και στην σχετική παράγραφο του παραδείγματος στο τέλος του παρόντος Κεφαλαίου.

Εξειδικεύοντας την §2 του Άρθρου 44 του ΚΣΗΕ, η οποία αναφέρεται στον υπολογισμό του κόστους καυσίμου που συμπεριλαμβάνονται στον Πίνακα Β της §1 του ίδιου Άρθρου από τους παραγωγούς, σημειώνονται τα κάτωθι:

Το κόστος καυσίμου ανά τύπο καυσίμου συμπεριλαμβάνει τις πάσης φύσεως δαπάνες που υφίσταται ο κάτοχος άδειας παραγωγής για την «προμήθεια» του καυσίμου. Εφόσον ο παραγωγός προμηθεύεται ένα καύσιμο από περισσότερους του ενός προμηθευτές, τότε το κόστος καυσίμου είναι το μέσο κόστος προμήθειας. Στο κόστος καυσίμου είναι δυνατόν να συμπεριλαμβάνεται το κόστος βελτιωτικών καυσίμου, εφόσον οι μετρήσεις για την Ειδική Κατανάλωση Θερμότητας έχουν γίνει με συμμετοχή των συγκεκριμένων βελτιωτικών καυσίμου.

Ειδικά για τις μονάδες Φυσικού αερίου (Φ.Α.) όπου το κόστος καυσίμου έχει δύο συνιστώσες : (α) το κόστος προμήθειας Φ.Α. και (β) την χρέωση χρήσης του ΕΣΦΑ η οποία εμπεριέχει σκέλος δυναμικότητας, και προκειμένου το κόστος καυσίμου να εκφράζεται ευθέως σε €/μετρητική μονάδα ποσότητας καυσίμου, είναι απαραίτητο σχετικά με την ετήσια λειτουργία της μονάδας να εφαρμόζονται τα ακόλουθα:

Ο Κάτοχος άδειας παραγωγής της κάθε Μονάδας Φ.Α. υποβάλλει στοΛΑΓΗΕ το συνολικό κόστος καυσίμου, δηλαδή αθροιστικά τις συνιστώσες (α) και (β).

Προκειμένου να υπολογίσει το συνολικό κόστος καυσίμου, Ο Κάτοχος άδειας παραγωγής προσαυξάνει το κόστος προμήθειας Φ.Α. (συνιστώσα (α)) κατά την ελάχιστη ανοιγμένη χρέωση χρήσης του ΕΣΦΑ, ΧΜmin που αντιστοιχεί σε πλήρη φόρτιση της μονάδας μέσα στο έτος με βάση τον ακόλουθο τύπο:

$$XM_{\min} = \left[\frac{\Sigma\Delta M \times 24}{8760 \times (1\text{-}EFOR_d) - PMD \times 24} + \Sigma EM \right] \times 1.11 \qquad (2)$$

όπου:

$EFOR_d$ ο συντελεστής απρόβλεπτης μη διαθεσιμότητας της μονάδας

PMD οι ημέρες προγραμματισμένης συντήρησης της μονάδας σύμφωνα με το πρόγραμμα συντήρησης που υποβάλλει κάθε κάτοχος άδειας παραγωγής

	στο ΑΔΜΗΕ κατά το άρθρο 251 του ΚΔΣ
ΣΔΜ και ΣΕΜ	οι συντελεστές χρεώσεων δυναμικότητας και ποσότητας για χρήση του Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου ΕΣΦΑ, σύμφωνα με την απόφαση 4955/27.3.2006, όπως ισχύει. Οι τιμές αυτές δίνονται στον ιστοτόπο του Διαχειριστή του Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου Α.Ε: http://www.desfa.gr/default.asp?pid=291&la=1.

5.1.2.2 Κατώτερη ή Καθαρή Θερμογόνος Δύναμη Καυσίμου

Κάθε Μονάδα u υποβάλλει στο ΛΑΓΗΕ την **Κατώτερη Θερμογόνο Δύναμη (ή Καθαρή Θερμογόνο Δύναμη ή Καθαρή Θερμιδική Αξία) κάθε καυσίμου f της μονάδας,** Q_u^f **, σε GJ ανά μετρητική μονάδα ποσότητας καυσίμου.** Η Κατώτερη Θερμογόνος Δύναμη καυσίμου αναφέρεται σε κάθε καύσιμο με ή χωρίς πρόσθετα βελτιωτικά καύσιμα όπως αυτό έχει χρησιμοποιηθεί για την μέτρηση της Ειδικής Κατανάλωσης Θερμότητας.

Η Θερμογόνος Δύναμη καυσίμου είναι το ποσό της θερμότητας που απελευθερώνεται κατά την καύση μίας μονάδας του εν λόγω καυσίμου. Οι μονάδες της Κατώτερης Θερμογόνου Δύναμης για το αντίστοιχο καύσιμο φαίνονται στον παρακάτω ΠΙΝ. 12.

ΠΙΝ. 12: Μονάδες Κατώτερης Θερμογόνου Δύναμης

Καύσιμο	Μονάδα κόστους
Λιγνίτης	GigaJoule ανά τόνο (GJ/10^3 kg)
Μαζούτ	GigaJoule ανά τόνο (GJ/10^3 kg)
Diesel	GigaJoule ανά χιλιόλιτρο (GJ/10^3 lt)
Φυσικό αέριο	GigaJoule ανά κανονικό κυβικό μέτρο (GJ/norm m^3)

Το μέγεθος της **Ανώτερης Θερμογόνου Δύναμης ή Ολικής Θερμιδικής Αξίας** προσδιορίζεται επαναφέροντας όλα τα προϊόντα της καύσης στην αρχική τους προ-καύσης θερμοκρασία και συγκεκριμένα συμπυκνώνοντας υδρατμούς που παράγονται. Το μέγεθος της Κατώτερης Θερμογόνου Δύναμης προσδιορίζεται αφαιρώντας από την Ανώτερη Θερμογόνο Δύναμη την ενέργεια της ατμοποίησης του νερού που παράγεται στην καύση.

Στις περισσότερες εφαρμογές στις οποίες αναφλέγεται το καύσιμο παράγονται υδρατμοί, οι οποίοι δεν χρησιμοποιούνται και επομένως το θερμικό τους περιέχομενο χάνεται. Επομένως, η Κατώτερη Θερμογόνος Δύναμη είναι η κατάλληλη θερμιδική αξία που πρέπει να αναφέρεται στις δηλώσεις τεχνικοοικονομικών στοιχείων και χρησιμοποιείται στους υπολογισμούς του κόστους. Αυτό είναι ιδιαίτερα σημαντικό για το φυσικό αέριο, με το οποίο λόγω της υψηλής περιεκτικότητας σε υδρογόνο παράγεται σημαντική ποσότητα υδρατμών. Η Ανώτερη Θερμογόνος Δύναμη είναι σχετική μόνο για το αέριο που αναφλέγεται σε λέβητες υγροποίησης, οι οποίοι συμπυκώνουν τους υδρατμούς που παράγονται από την καύση και ανακτάται η θερμότητα η οποία διαφορετικά θα είχε χαθεί.

5.1.2.3 Ποσοστιαία σύνθεση μίγματος καυσίμων

Ορισμένες θερμικές μονάδες δύναται να αναφλέγουν μίγμα καυσίμων για την παραγωγή ενέργειας. Η Δήλωση Τεχνικοοικονομικών Στοιχείων προβλέπει τη χρήση έως τριών διαφορετικών καυσίμων στο μίγ-

μα. Το ποσοστό συμμετοχής κάθε καυσίμου f, $FuelMix_u^f$, στο μίγμα πρέπει να καθορίζεται για κάθε ε-πίπεδο παραγωγής για το οποίο ορίζεται η Ειδική Κατανάλωση Θερμότητας. Τέλος, για κάθε παραπάνω επίπεδο παραγωγής P, το άθροισμα των ποσοστών συμμετοχής των καυσίμων του μίγματος πρέπει να ισουται με 100%:

$$\sum_{f=1}^{F} FuelMix_u^f(P) = 100\% \quad (3)$$

όπου *F* ο αριθμός των διαφορετικών καυσίμων που χρησιμοποιούνται.

5.1.2.4 Μεταβλητό Κόστος Καυσίμου Θερμικών Μονάδων

Το Μεταβλητό Κόστος Καυσίμου μίας θερμικής μονάδας εκφράζεται σε €/MWh και υπολογίζεται στα 10 επίπεδα της καθαρής παραγωγής, P_u, στα οποία ορίζεται η Ειδική Κατανάλωση Θερμότητας ως εξής:

$$G_{Fu}(P) = \frac{E_{Hu}(P_u) \cdot \sum_{f=1}^{F} \left(\frac{FC_u^f}{Q_u^f} FuelMix_u^f(P_u) \right)}{1hour} \quad (4)$$

Επομένως, το Μεταβλητό Κόστος Καυσίμου προκύπτει από την Ειδική Κατανάλωση Θερμότητας πολλα-πλασιασμένη με έναν σταθερό συντελεστή μετατροπής θερμότητας σε κόστος (το άθροισμα στην παρέν-θεση της σχέσης (4)). Επομένως, η καμπύλη Μεταβλητού Κόστους Καυσίμου πολλαπλασιάζεται με μία σταθερά, και για αυτό το λόγο έχει την ίδια μορφή όπως η καμπύλη Ειδικής Κατανάλωσης Θερμότητας του προηγούμενου σχήματος.

5.1.3 Μέσα Ειδικά Κόστη Θερμικών Μονάδων

Εκτός από το Μεταβλητό Κόστος Καυσίμου, υπάρχουν Μέσα Ειδικά Κόστη των θερμικών μονάδων, ως εξής:

- το Μέσο Ειδικό Κόστος πρώτων υλών εκτός καυσίμου, G_{Ru},
- το Μέσο Ειδικό Κόστος πρόσθετων δαπανών συντήρησης λόγω λειτουργίας, εκτός των δαπανών συντήρησης πάγιου χαρακτήρα, G_{Mu},
- το Μέσο Ειδικό Κόστος Εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα, G_{CO_2u}.

Τα παραπάνω Μέσα Ειδικά Κόστη ισχύουν για όλα τα επίπεδα καθαρής παραγωγής της συνάρτησης Ει-δικής Κατανάλωσης Θερμότητας, και εκφράζονται σε €/MWh.

Εξειδικεύοντας τον υπολογισμό των παραμέτρων Ειδικού Κόστους που συμπεριλαμβάνονται στον Πίνακα Β της §1 του Άρθρου 44 του ΚΣΗΕ, σημειώνονται τα κάτωθι:

1 - Το «Μέσο Ειδικό Κόστος πρώτων υλών εκτός καυσίμου» (για όλα τα επίπεδα καθαρής παραγω-γής της συνάρτησης Ειδικής Κατανάλωσης Θερμότητας) είναι ο μέσος όρος του κόστους των πρώτων υλών εκτός καυσίμου για τα δέκα επίπεδα καθαρής παραγωγής της συνάρτησης Ειδικής Κατανάλωσης Θερμότητας, η οποία δηλώνεται από τον Παραγωγό σύμφωνα με την παράγραφο

5 του Άρθρου 262 του ΚΔΣ. Συμπεριλαμβάνει τα κάτωθι κόστη ανηγμένα σε ευρώ ανά παραγόμενη μεγαβατώρα (€/MWh):

a. κόστος βελτιωτικών καυσίμου, εφόσον οι μετρήσεις για την Ειδική Κατανάλωση Θερμότητας έχουν γίνει χωρίς τη συμμετοχή των συγκεκριμένων βελτιωτικών καυσίμου,

b. λιπαντικά.

ΠΙΝ. 13: Ειδικό Κόστος πρώτων υλών εκτός καυσίμου

P_u **[MW]**	P_1	**P_2**	**P_3**	**P_4**	**P_5**	**P_6**	**P_7**	**P_8**	**P_9**	P_{10}
Κόστος βελτιωτικών καυσίμου [€/MWh]	1.0	1.0	1.1	1.1	1.2	1.2	1.3	1.3	1.4	1.5
Κόστος λιπαντικών [€/MWh]	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.5
Σύνολο [€/MWh]	**1.3**	**1.4**	**1.5**	**1.5**	**1.6**	**1.6**	**1.7**	**1.7**	**1.8**	**2.0**

Παράδειγμα: Έστω ότι τα κόστη ανά επίπεδο καθαρής παραγωγής της συνάρτησης Ειδικής Κατανάλωσης Θερμότητας όπως φαίνονται στον παραπάνω ΠΙΝ. 13. Στην περίπτωση αυτή, το Μέσο Ειδικό Κόστος πρώτων υλών εκτός καυσίμου είναι ίσο με 1.61 €/MWh.

2 - Το «Μέσο Ειδικό Κόστος πρόσθετων δαπανών συντήρησης λόγω λειτουργίας εκτός δαπανών συντήρησης πάγιου χαρακτήρα» (για όλα τα επίπεδα καθαρής παραγωγής της συνάρτησης Ειδικής Κατανάλωσης Θερμότητας) είναι ο μέσος όρος του κόστους πρόσθετων δαπανών συντήρησης λόγω λειτουργίας για τα δέκα επίπεδα ισχύος της συνάρτησης Ειδικής Κατανάλωσης Θερμότητας, η οποία δηλώνεται από τον Παραγωγό σύμφωνα με την παράγραφο 5 του Άρθρου 262 του ΚΔΣ. Το κόστος αυτό συμπεριλαμβάνει το κόστος συμβολαίου συντήρησης ανηγμένο σε ευρώ ανά παραγόμενη μεγαβατώρα (€/MWh).

3 - Το «Μέσο Ειδικό Κόστος Εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα» (για όλα τα επίπεδα καθαρής παραγωγής της συνάρτησης Ειδικής Κατανάλωσης Θερμότητας) είναι το μέσο κόστος κάλυψης του ελλείμματος δικαιωμάτων εκπομπών κάθε Μονάδας.

5.1.4 Μεταβλητό Κόστος Θερμικών Μονάδων

5.1.4.1 Μεταβλητό Κόστος Θερμικών Μονάδων στο Μετρητή

Αν προσθέσουμε στο Μεταβλητό Κόστος Καυσίμου, $G_{Fu}(P_u)$, τα Μέσα Ειδικά Κόστη που αναφέρονται στην προηγούμενη παράγραφο, λαμβάνουμε το Μεταβλητό Κόστος της μονάδας u, $G_u(P_u)$, το οποίο υπολογίζεται στα 10 επίπεδα καθαρής παραγωγής στα οποία καθορίζεται η Ειδική Κατανάλωση Θερμότητας, και εκφράζεται σε €/MWh ως εξής:

$$G_u(P_u) = G_{Fu}(P) + G_{Ru} + G_{Mu} + G_{CO_2u} \quad (5)$$

Το Μεταβλητό αυτό Κόστος αναφέρεται στο μετρητή της μονάδας, άρα δε λαμβάνονται υπόψη τις απώλειες του συστήματος μεταφοράς.

Η καμπύλη Μεταβλητού Κόστους μίας μονάδας στο μετρητή της μονάδας έχει την ίδια μορφή με την καμπύλη Ειδικής Κατανάλωσης Θερμότητας, που φαίνεται στο προηγούμενο σχήμα:

$$G_u(P_u) = \frac{\alpha'}{P_u} + \beta' + \gamma' \cdot P_u \quad (6)$$

5.1.4.2 Μεταβλητό Κόστος Θερμικών Μονάδων στο Εικονικό Σημείο Αγοραπωλησίας Ενέργειας ΗΕΠ

Το Μεταβλητό Κόστος της μονάδας u ανάγεται από το μετρητή ενέργειας της μονάδας στο σημείο εκκαθάρισης της αγοράς (εικονικό σημείο αγοραπωλησίας ενέργειας του ΗΕΠ – “market point”) μέσω του Συντελεστή Απωλειών Έγχυσης που αντιστοιχεί στη μονάδα u, GLF_u, ως εξής:

$$G'_u(P_u) = \frac{1}{GLF_u} \cdot G_u(P_u) \quad (7)$$

Ο Πολλαπλασιαστής Επιμερισμού Απωλειών Εγχύσεως, GLF_u, υπολογίζεται από τον Πίνακα Συντελεστών Απωλειών Έγχυσης στο Σύστημα Μεταφοράς ανά Ζώνη που είναι δημοσιευμένος στην ιστοσελίδα του ΔΕΣΜΗΕ, ανάλογα με τη ζώνη στην οποία βρίσκεται η μονάδα u. Συγκεκριμένα:

$$GLF_u = a = 1 - \frac{L}{100} \quad (8)$$

όπου L ο Συντελεστής Απωλειών Έγχυσης του Πίνακα.

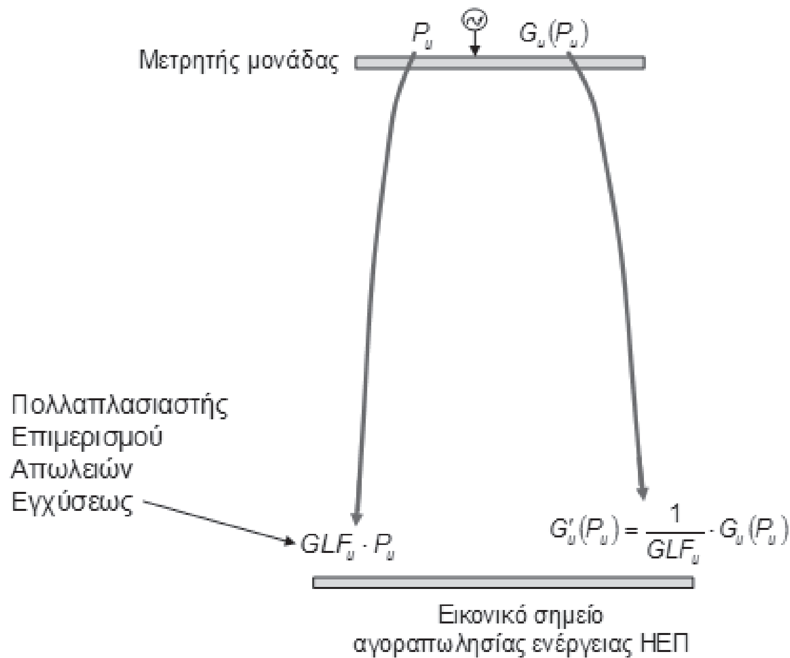
Σε περίπτωση που το συνολικό φορτίο συστήματος είναι μεταξύ δύο επιπέδων Φορτίου Συστήματος του Πίνακα, τότε γίνεται γραμμική παρεμβολή μεταξύ των αντίστοιχων δύο τιμών των Συντελεστών Απωλειών Έγχυσης.

Η καμπύλη Μεταβλητού Κόστους μίας μονάδας στο εικονικό σημείο αγοραπωλησίας ενέργειας του ΗΕΠ έχει την ίδια μορφή με την καμπύλη Ειδικής Κατανάλωσης Θερμότητας, που φαίνεται στο προηγούμενο σχήμα:

$$G'_u(P_u) = \frac{\alpha''}{P_u} + \beta'' + \gamma'' \cdot P_u \quad (9)$$

Παράδειγμα: Έστω ότι μία μονάδα u εγχύει στο σύστημα (στο μετρητή της μονάδας) στην διάρκεια μίας ώρας (μίας Περιόδου Κατανομής) 100 MWh με σταθερή ισχύ 100 MW. Το Μεταβλητό Κόστος της μονάδας στα 100 MW έχει υπολογισθεί στα 20 €/MWh και επομένως το Ωριαίο Κόστος Λειτουργίας της είναι 2000 €. Ο Συντελεστής Απωλειών Έγχυσης της μονάδας είναι L=2% δηλαδή ο Πολλαπλασιαστής Επιμερισμού Απωλειών Εγχύσεως είναι GLF_u = 1-(2/100)=0,98 και επομένως η ενέργεια που εχγύεται από την μονάδα στο εικονικό σημείο αγοραπωλησίας ενέργειας του ΗΕΠ είναι $GLF_u \cdot P_u =$ 98 MWh και το Μεταβλητό Κόστος της μονάδας u στο εικονικό σημείο αγοραπωλησίας ενέργειας του ΗΕΠ είναι $G'_u(P_u) = \frac{1}{GLF_u} \cdot G_u(P_u)$ δηλαδή $G'_u(P_u) =$ (1/0,98) 20 €/MWh= 20,408 €/MWh. Επομένως το Μεταβλητό Κόστος της μονάδας u στο εικονικό σημείο αγοραπωλησίας ενέργειας του ΗΕΠ είναι μεγαλύτερο

από το Μεταβλητό Κόστος της μονάδας u στο μετρητή ενέργειας της μονάδας, έτσι ώστε το Μεταβλητό Κόστος της μονάδας u στο εικονικό σημείο αγοραπωλησίας ενέργειας του ΗΕΠ να καλύπτει και το Μεταβλητό Κόστος των απωλειών. Σε κάθε περίπτωση, το Ωριαίο Κόστος Λειτουργίας της Μονάδας στο εικονικό σημείο αγοραπωλησίας ενέργειας του ΗΕΠ (98 MWh * 20,408 €/MWh = 2000 €) πρέπει να είναι ίσο με το Ωριαίο Κόστος Λειτουργίας της Μονάδας στο μετρητή ενέργειας, όπως υπολογίστηκε παραπάνω.



ΣΧΗΜΑ 16: Μεταβλητό Κόστος μονάδας στο μετρητή και στο εικονικό σημείο αγοραπωλησίας ενέργειας του ΗΕΠ

5.1.4.3 Ελάχιστο Μεταβλητό Κόστος Θερμικών Μονάδων

Η χαμηλότερη τιμή του Μεταβλητού Κόστους στο εικονικό σημείο αγοραπωλησίας ενέργειας ΗΕΠ από τις τιμές που αντιστοιχούν στα 10 επίπεδα καθαρής παραγωγής (στα οποία καθορίζεται η Ειδική Κατανάλωση Θερμότητας της μονάδας) ισούται με το **Ελάχιστο Μεταβλητό Κόστος** (Minimum Variable Cost, MVC), $G_u'^{\min}$, το οποίο χρησιμοποιείται στον έλεγχο εγκυρότητας των προσφορών έγχυσης για τις θερμικές μονάδες παραγωγής (δες τη σχετική παράγραφο στο τέλος του παρόντος Κεφαλαίου).

5.1.5 Ωριαίο Κόστος Λειτουργίας Θερμικών Μονάδων

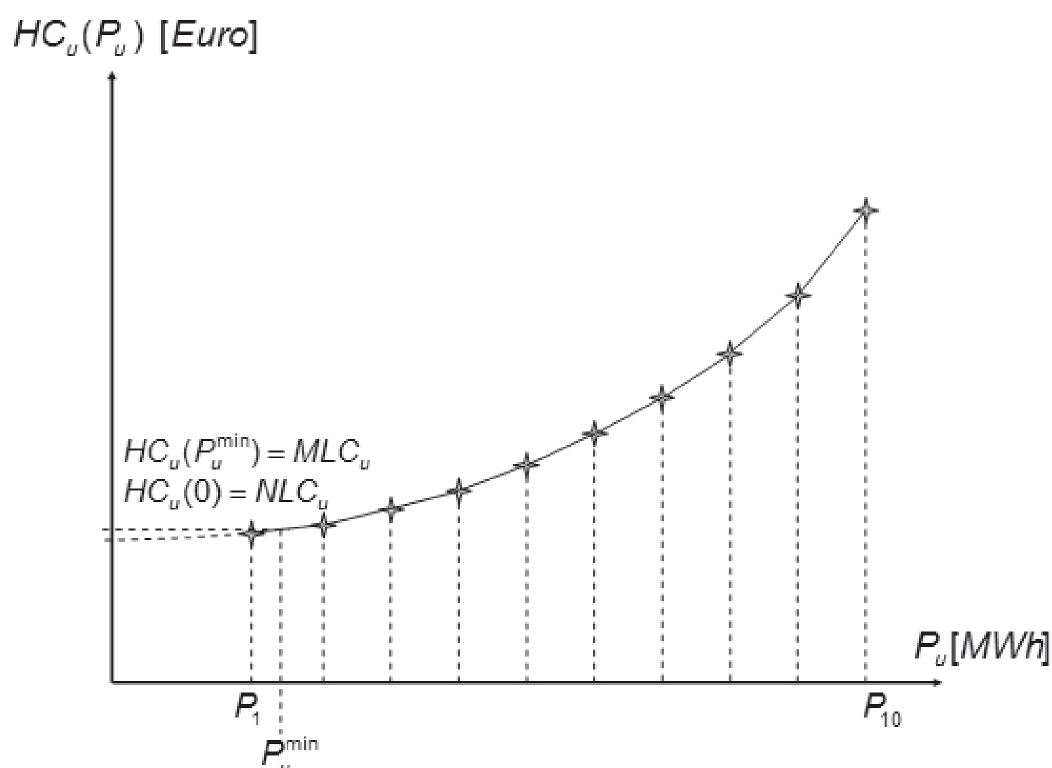
Το Ωριαίο Κόστος Λειτουργίας μίας θερμικής μονάδας, $HC_u(P_u)$, εκφράζεται σε €/h, και υπολογίζεται στα 10 επίπεδα καθαρής παραγωγής για τα οποία καθορίζεται η Ειδική Κατανάλωση Θερμότητας ως εξής:

$$HC_u(P_u) = G_u(P_u) \cdot P_u \qquad (10)$$

Το Ωριαίο Κόστος Λειτουργίας μίας θερμικής μονάδας, $HC_u(P_u)$, προσεγγίζεται από ένα πολυώνυμο δευτέρου βαθμού, ως εξής:

$$HC_u(P_u) = \alpha' + \beta' \cdot P_u + \gamma' \cdot P_u^2 \qquad (11)$$

Το επόμενο σχήμα δείχνει μία χαρακτηριστική καμπύλη Ωριαίου Κόστους Λειτουργίας για μία θερμική μονάδα παραγωγής.



ΣΧΗΜΑ 17: Ωριαίο Κόστος Λειτουργίας θερμικής μονάδας u

5.1.5.1 Κόστος Χωρίς Φορτίο

Το Κόστος Χωρίς Φορτίο (No Load Cost) μιας μονάδας u, NLC_u, εκφράζεται σε €/h και είναι το υποθετικό Ωριαίο Κόστος Λειτουργίας σε μηδενική ισχύ εξόδου. Το Κόστος Χωρίς Φορτίο δεν μπορεί να μετρηθεί διότι οι θερμικές μονάδες δεν μπορούν να λειτουργήσουν σε συνθήκες μηδενικής ισχύος εξόδου. Το NLC μπορεί να προσδιορισθεί προσεγγιστικά ως το σημείο τομής της προέκτασης της καμπύλης του Ωριαίου Κόστους Λειτουργίας με τον κάθετο άξονα, όπως δείχνει το παραπάνω ΣΧΗΜΑ 17. Το NLC μπορεί να προσδιοριστεί μαθηματικά ως ο σταθερός συντελεστής α' του πολυωνύμου δευτέρου βαθμού με το οποίο προσεγγίζεται η καμπύλη Ωριαίου Κόστους Λειτουργίας, $HC_u(P_u)$, στην εξίσωση (11).

Το Κόστος Χωρίς Φορτίο σύμφωνα με τις ισχύουσες διατάξεις των Κωδίκων δε χρησιμοποιείται από τον ΛΑΓΗΕ.

5.1.5.2 Κόστος Ελαχίστου Φορτίου

Το Κόστος Ελαχίστου Φορτίου (Minimum Load Cost) μιας μονάδας u, MLC_u, είναι το Ωριαίο Κόστος Λειτουργίας στο τεχνικό ελάχιστο της μονάδας, όπως φαίνεται στο ΣΧΗΜΑ 17. Αντίθετα προς το Κόστος Χωρίς Φορτίο, το οποίο είναι θεωρητικό και μπορεί να προσδιορισθεί μόνο προσεγγιστικά, το Κόστος Ελαχίστου Φορτίου μιας μονάδας u, MLC_u, είναι πλήρως μετρήσιμο και καθορίζεται από την Ειδική Κατανάλωση Θερμότητας της μονάδας στο τεχνικό ελάχιστο, ως εξής:

$$MLC_u = HC_u(P_u^{\min}) = G_u(P_u^{\min}) \cdot P_u^{\min} \quad (12)$$

Το Κόστος Ελαχίστου Φορτίου σύμφωνα με τις ισχύουσες διατάξεις του ΚΣΗΕ δε χρησιμοποιείται από το ΛΑΓΗΕ.

5.1.6 Διαφορικό Κόστος Θερμικών Μονάδων

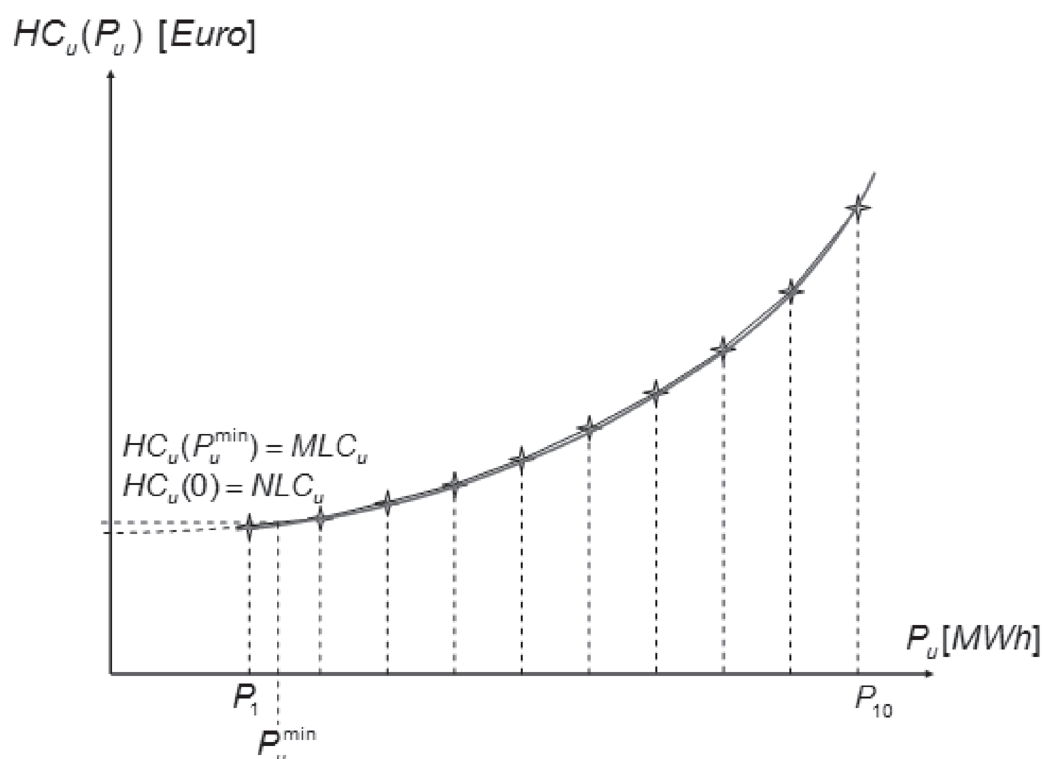
5.1.6.1 Ορισμός Διαφορικού Κόστους Θερμικών Μονάδων

Το Διαφορικό Κόστος $IC_u(P_u)$ μίας θερμικής μονάδας u σε δεδομένο επίπεδο καθαρής παραγωγής P_u είναι η πρώτη παράγωγος του Ωριαίου Κόστους Λειτουργίας στο συγκεκριμένο επίπεδο παραγωγής. Εφόσον το Ωριαίο Κόστος Λειτουργίας μίας θερμικής μονάδας προσεγγίζεται από ένα πολυώνυμο δευτέρου βαθμού, το Διαφορικό Κόστος της θερμικής μονάδας αποδίδεται από μία γραμμική συνάρτηση ως προς το επίπεδο παραγωγής της μονάδας, ως εξής:

$$IC_u(P_u) = \frac{dHC_u(P_u)}{dP_u} = \frac{d\left(\alpha' + \beta' P_u + \gamma' P_u^2\right)}{dP_u} = \beta' + 2\gamma' P_u \quad (13)$$

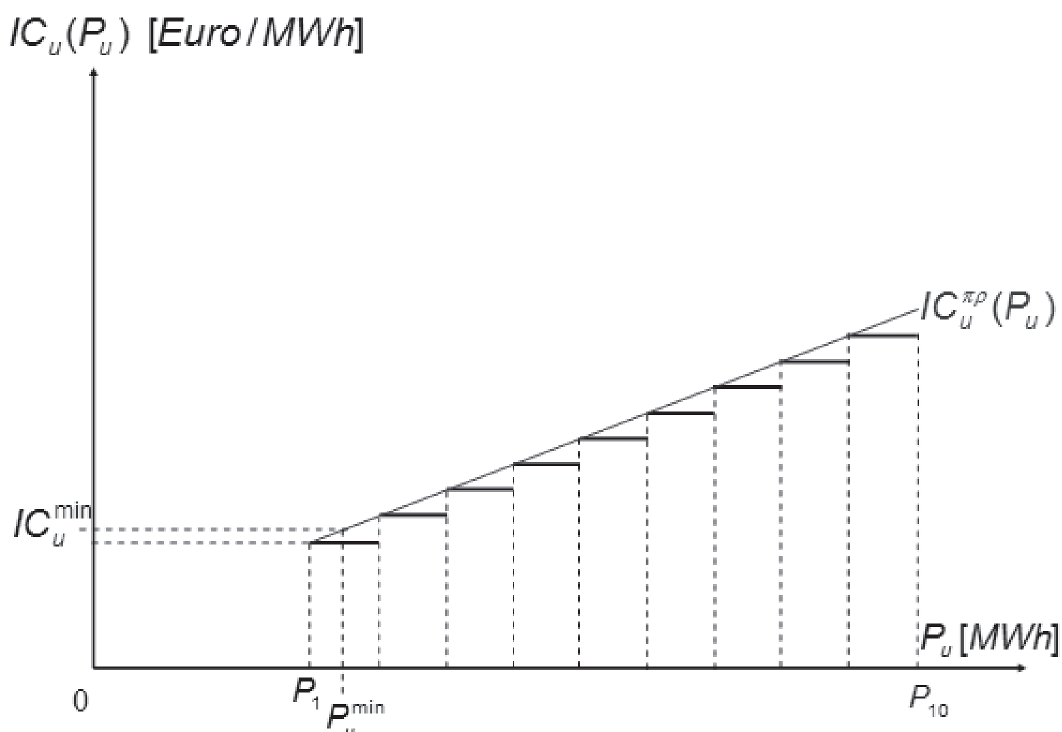
Ωστόσο, επειδή η χρήση βηματικών συναρτήσεων στους αλγορίθμους γραμμικού προγραμματισμού προσφέρει σημαντικά πλεονεκτήματα, γίνεται προσέγγιση του διαφορικού κόστους από μία βηματική συνάρτηση.

Για να ορισθεί αυτή η βηματική συνάρτηση κατ’αρχήν γίνεται προσέγγιση της καμπύλης Ωριαίου Κόστους Λειτουργίας, $HC_u(P_u)$, με μια κλιμακωτή γραμμική συνάρτηση, εκτελώντας γραμμική παρεμβολή μεταξύ των επιπέδων καθαρής παραγωγής στα οποία ορίζεται η Ειδική Κατανάλωση Θερμότητας. Η προσέγγιση αυτή απεικονίζεται στο παρακάτω ΣΧΗΜΑ 18 με την κόκκινη γραμμή.



ΣΧΗΜΑ 18: Κλιμακωτή γραμμική προσέγγιση της καμπύλης Ωριαίου Κόστους Λειτουργίας

Λαμβάνοντας την πρώτη παράγωγο της κλιμακωτής γραμμικής προσέγγισης της καμπύλης Ωριαίου Κόστους Λειτουργίας, ορίζεται το αντίστοιχο Διαφορικό Κόστος ως μία βηματική συνάρτηση, όπου κάθε βήμα είναι η κλίση της γραμμής στο αντίστοιχο τμήμα της κλιμακωτής γραμμικής προσέγγισης της καμπύλης Ωριαίου Κόστους Λειτουργίας, όπως φαίνεται στο Σχήμα 5. Η βηματική συνάρτηση που προκύπτει (με μαύρο χρώμα) είναι προσέγγιση της πραγματικής γραμμικής συνάρτησης διαφορικού κόστους της μονάδας, που φαίνεται στο ΣΧΗΜΑ 19 με γαλάζιο χρώμα, $IC_u^{\pi\rho}(P_u)$. Το πρώτο βήμα επεκτείνεται έως την μηδενική ισχύ παραγωγής.



ΣΧΗΜΑ 19: Χαρακτηριστική καμπύλη Διαφορικού Κόστους θερμικής μονάδας u

Το διαφορικό κόστος σε κάθε βήμα της καμπύλης Ωριαίου Κόστους Λειτουργίας υπολογίζεται ως εξής:

$$IC_u(P_i) = \frac{HC_u(P_{i+1}) - HC_u(P_i)}{P_{i+1} - P_i} \quad , i = 1,2,\ldots,9 \tag{14}$$

5.1.6.2 Χρήση Διαφορικού Κόστους Θερμικών Μονάδων

Το Διαφορικό Κόστος των θερμικών μονάδων δεν χρησιμοποιείται κατά τη μεθοδολογία επίλυσης του προβλήματος ΗΕΠ. Η επίλυση της αγοράς γίνεται με τις προσφορές έγχυσης των μονάδων παραγωγής. Ωστόσο, το διαφορικό κόστος των Κατανεμόμενων Μονάδων σύμφωνα με το Άρθρο 56 του ΚΣΗΕ χρησιμοποιείται από τον ΛΑΓΗΕ για τον έλεγχο ενεργοποίησης των Διαζωνικών Περιορισμών Μεταφοράς του Συστήματος.

Στην περίπτωση ενεργοποίησης Διαζωνικών Περιορισμών Μεταφοράς του Συστήματος κατά την εφαρμογή του Μηχανισμού Επίλυσης ΗΕΠ κατά το Άρθρο 55 του ΚΣΗΕ, ο ΛΑΓΗΕ επαναλαμβάνει την επίλυση του ΗΕΠ χρησιμοποιώντας το Διαφορικό Κόστος των Κατανεμόμενων Μονάδων αντί των αντίστοιχων Προσφορών Έγχυσης και διαπιστώνει εάν ενεργοποιούνται οι Διαζωνικοί Περιορισμοί Μεταφοράς του Συστήματος κατά την επίλυση αυτή.

Συγκεκριμένα για τις θερμικές Κατανεμόμενες Μονάδες χρησιμοποιείται το Διαφορικό Κόστος ενώ για τις αντίστοιχες υδροηλεκτρικές χρησιμοποιείται ως Διαφορικό Κόστος η τιμή του Μεταβλητού Κόστους, όπως αυτό ορίζεται στο Άρθρο 44 παράγραφος 5 του ΚΣΗΕ, διότι στην περίπτωση που το Μεταβλητό Κόστος έχει σταθερά τιμή ισούται με το Διαφορικό Κόστος.

Στην περίπτωση που διαπιστώνεται ότι ενώ ενεργοποιούνται οι Διαζωνικοί Περιορισμοί Μεταφοράς του Συστήματος κατά την εφαρμογή του Μηχανισμού Επίλυσης ΗΕΠ με βάση τις Προσφορές Έγχυσης, δεν ενεργοποιούνται κατά την εφαρμογή του Μηχανισμού Επίλυσης ΗΕΠ με βάση το Διαφορικό Κόστος των Κατανεμόμενων Μονάδων, συντρέχει περίπτωση οικονομικής ενεργοποίησης Διαζωνικών Περιορισμών Μεταφοράς του Συστήματος, και ο ΛΑΓΗΕ ενημερώνει σχετικά τη ΡΑΕ.

5.1.7 Παράδειγμα υπολογισμού κόστους θερμικής μονάδας

5.1.7.1 Καταχωρημένα και Τεχνικοοικονομικά στοιχεία μονάδας

Ας υποθέσουμε ότι έχουμε μία μονάδα παραγωγής με τεχνικό ελάχιστο 65 MW και μέγιστη καθαρή παραγωγή 200 MW, η οποία έχει τα Καταχωρημένα Στοιχεία και Τεχνικοοικονομικά Στοιχεία που φαίνονται στον ακόλουθο πίνακα. Υποθέτουμε ότι η μονάδα χρησιμοποιεί ένα καύσιμο:

ΠΙΝ. 14: Καταχωρημένα και Τεχνικοοικονομικά στοιχεία μονάδας άρθρων 262 ΚΔΣ και 44 ΚΣΗΕ

Ειδική Κατανάλωση Θερμότητας	Επίπεδο Καθαρής Ισχύος [MW]	Ειδική Κατανάλωση Θερμότητας [GJ/MWh]
Η Ειδική Κατανάλωση Θερμότητας (σε GJ/MWh) για το διάστημα μεταξύ της τεχνικά ελάχιστης παραγωγής και της μέγιστης συνεχούς ικανότητας καθορίζεται σε δέκα (10) επίπεδα καθαρής ισχύος (σε MW), δύο από τα οποία είναι τα άκρα του ως άνω διαστήματος. Τα εν λόγω σημεία επιλέγονται έτσι ώστε να προσεγγίζεται καλύτερα η τεχνική καμπύλη ειδικής κατανάλωσης	65	0,11358
	80	0,11114
	95	0,10963
	110	0,10866
	125	0,10805
	140	0,10767
	155	0,10747
	170	0,10739
	185	0,10740
	200	0,10749
Κόστος καυσίμου [€/μονάδα ποσοτικής μέτρησης]	19,2544	
Κατώτερη θερμογόνος δύναμη καυσίμου καυσίμου [GJ/μονάδα ποσοτικής μέτρησης]	0,04225	
Μέσο Ειδικό κόστος πρώτων υλών εκτός καυσίμου (για όλα τα επίπεδα καθαρής ισχύος της συνάρτησης Ειδικής Κατανάλωσης Θερμότητας) [€/MWh]	0,00726	
Μέσο Ειδικό κόστος πρόσθετων δαπανών συντήρησης λόγω λειτουργίας, εκτός δαπανών συντήρησης παγίου	0,00623	

χαρακτήρα (για όλα τα επίπεδα καθαρής ισχύος της συνάρτησης Ειδικής Κατανάλωσης Θερμότητας) [€/MWh]	
Μέσο Ειδικό Κόστος Εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα. (για όλα τα επίπεδα καθαρής ισχύος της συνάρτησης Ειδικής Κατανάλωσης Θερμότητας) [€/MWh]	2,0

5.1.7.2 Υπολογιζόμενα μεγέθη από Καταχωρημένα και Τεχνικοοικονομικά στοιχεία

Η βηματική συνάρτηση Ειδικής Κατανάλωσης Θερμότητας μιας Μονάδας u μετατρέπεται στη **βηματική συνάρτηση Μεταβλητού Κόστους Καυσίμου,** $G_{Fu}(P_u)$ **[€/MWh]** εφαρμόζοντας τη σχέση (4), τα βήματα της οποίας φαίνονται στον ΠΙΝ. 15 παρακάτω.

ΠΙΝ. 15: Βηματική συνάρτηση Μεταβλητού Κόστους Καυσίμου της μονάδας

Βηματική Συνάρτηση Μεταβλητού Κόστους Καυσίμου	Επίπεδο Καθαρής Παραγωγής [MWh]	Μεταβλητό Κόστος Καυσίμου [€/MWh]
Ορίζεται στα δέκα (10) επίπεδα καθαρής παραγωγής (σε MWh) στα οποία καθορίζεται η Ειδική Κατανάλωση Θερμότητας.	65	51,761
	80	50,649
	95	49,961
	110	49,519
	125	49,241
	140	49,068
	155	48,977
	170	48,94
	185	48,945
	200	48,986

Στη συνέχεια, υπολογίζεται **η βηματική συνάρτηση Μεταβλητού Κόστους** της μονάδας εφαρμόζοντας τη σχέση (5), τα βήματα της οποίας φαίνονται στον ΠΙΝ. 16.

ΠΙΝ. 16: Βηματική συνάρτηση Μεταβλητού Κόστους της μονάδας

Βηματική Συνάρτηση Μεταβλητού Κόστους	Επίπεδο Καθαρής Παραγωγής [MWh]	Μεταβλητό Κόστος [€/MWh]
Ορίζεται στα δέκα (10) επίπεδα καθαρής παραγωγής (σε MWh) στα οποία καθορίζεται η Ειδική Κατανάλωση Θερμότητας.	65	53,774
	80	52,662
	95	51,974

	110	51,532
	125	51,254
	140	51,081
	155	50,99
	170	50,953
	185	50,958
	200	50,999

Το Ωριαίο Κόστος Λειτουργίας, $HC_u(P_u)$, υπολογίζεται εφαρμόζοντας τη σχέση (10) και αποτυπώνεται στον παρακάτω ΠΙΝ. 17.

ΠΙΝ. 17: Βηματική συνάρτηση Ωριαίου Κόστους Λειτουργίας της μονάδας

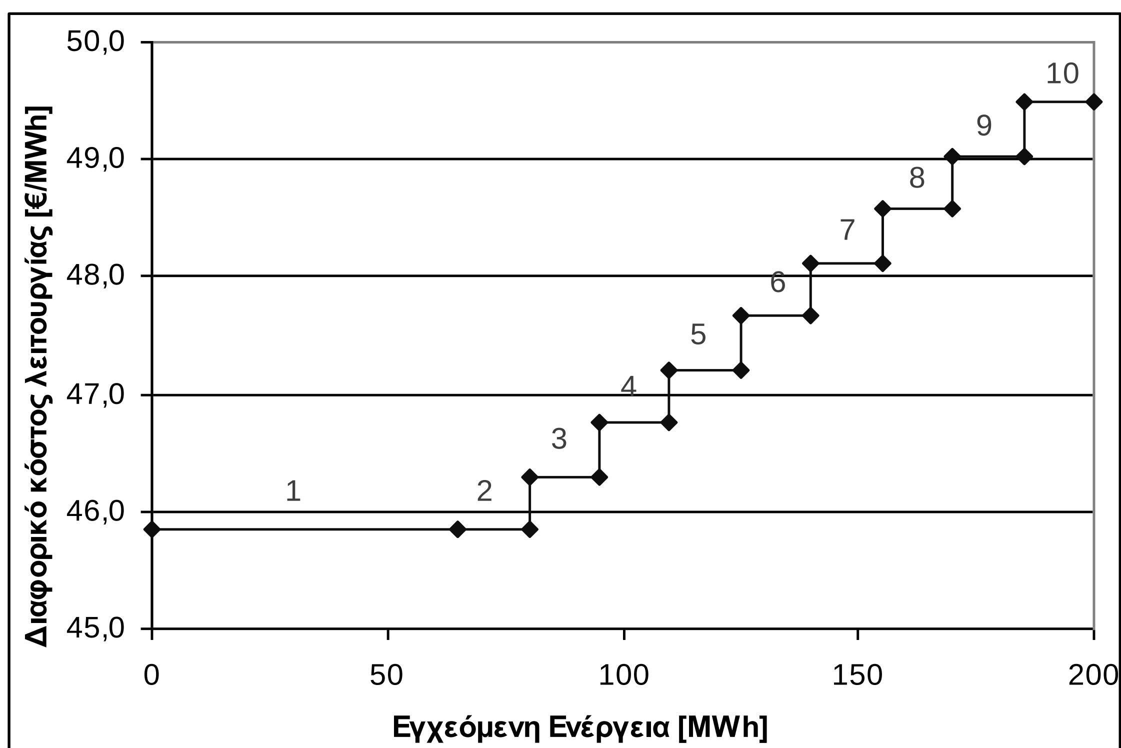
Βηματική Συνάρτηση Ωριαίου Κόστους Λειτουργίας	Επίπεδο Καθαρής Παραγωγής [MWh]	Ωριαίο Κόστος Λειτουργίας [€/h]
Ορίζεται στα δέκα (10) επίπεδα καθαρής παραγωγής (σε MW) στα οποία καθορίζεται η Ειδική Κατανάλωση Θερμότητας.	65	3.495,31
	80	4.212,96
	95	4.937,53
	110	5.668,52
	125	6.406,75
	140	7.151,34
	155	7.903,45
	170	8.662,01
	185	9.427,23
	200	10.199,8

Το Διαφορικό Κόστος της Μονάδας υπολογίζεται από τη σχέση (13), αποτελείται από 9 βήματα, και δίνεται στον ΠΙΝ. 18. Αν προεκταθεί το πρώτο βήμα της παραπάνω βηματικής συνάρτησης προς τα αριστερά, ώστε να φτάσει στον κάθετο άξονα (P=0), και θεωρήσουμε ότι η προέκταση αυτή ορίζει ένα βήμα της βηματικής συνάρτησης, τότε προκύπτει η **δεκαβάθμια συνάρτηση Διαφορικού Κόστους της Μονάδας** από 0 έως $P^{\max} = 200MWh$, που φαίνεται στο παρακάτω ΣΧΗΜΑ 20:

ΠΙΝ. 18: Βηματική συνάρτηση Διαφορικού Κόστους λειτουργίας της μονάδας

Βηματική Συνάρτηση Διαφορικού Κόστους	Επίπεδο Καθαρής Παραγωγής [MWh]	Διαφορικό Κόστος [€/MWh]
	65	47,843

Το διάστημα μεταξύ του τεχνικού ελαχίστου έως τη μέγιστη συνεχή ικανότητα αποτελείται από εννέα (9) βήματα.	80	48,305
	95	48,733
	110	49,215
	125	49,639
	140	50,141
	155	50,571
	170	51,015
	185	51,505
	200	-



ΣΧΗΜΑ 20: Συνάρτηση Διαφορικού Κόστους της μονάδας από 0 έως P_{max}

5.2 Υδροηλεκτρικές Μονάδες

Το Ελάχιστο Μεταβλητό Κόστος των υδροηλεκτρικών μονάδων στο εικονικό σημείο αγοραπωλησίας ενέργειας ΗΕΠ ισούται με μία σταθερή και ενιαία ανά Υδροηλεκτρικές Μονάδες υπο λειτουργική αλληλεξάρτηση τιμή σε €/MWh. Η τιμή αυτή υπολογίζεται από τον Λειτουργό της Αγορας, δυνάμει του Άρθρου 44, παρ. 5 του ΚΣΗΕ, ημερησίως, βάσει μεθοδολογίας που καθορίζεται από τον Λειτουργό της Αγοράς και εγκρίνεται με απόφαση της ΡΑΕ. Η μεθοδολογία αποσκοπεί στον υπολογισμό της αξίας χρήσης των υδάτινων πόρων, όπως αυτή αντανακλάται από την εξοικονόμηση του μεταβλητού κόστους του θερμικού συστήματος παραγωγής.

Έως την έγκριση από τη ΡΑΕ της προαναφερθείσας μεθοδολογίας, το Ελάχιστο Μεταβλητό Κόστος των υδροηλεκτρικών μονάδων στο εικονικό σημείο αγοραπωλησίας ενέργειας ΗΕΠ ισούται με μία σταθερή και ενιαία τιμή €/MWh, ανά σύνολο υδροηλεκτρικών μονάδων που τελούν σε λειτουργική αλληλεξάρτηση, όπως αυτή έχει καθοριστεί με σχετική απόφαση της ΡΑΕ και ισχύει.

5.3 Έλεγχος Εγκυρότητας Προσφοράς Έγχυσης

Οι λεπτομέρειες του ελέγχου εγκυρότητας των προσφορών έγχυσης που υποβάλλονται στον Ημερήσιο Ενεργειακό Προγραμματισμό (ΗΕΠ) περιγράφονται στο Κεφάλαιο 3 του παρόντος Εγχειριδίου. Εδώ, περιγράφονται λεπτομέρειες σχετικά με τον έλεγχο εγκυρότητας των προσφορών έγχυσης μίας μονάδας όσον αφορά τη σύγκρισή τους με το Ελάχιστο Μεταβλητό Κόστος της μονάδας.

5.3.1 Έλεγχος εγκυρότητας προσφορών έγχυσης θερμικών μονάδων

Σύμφωνα με το Άρθρο 24 του ΚΣΗΕ, για μια θερμική μονάδα η τιμή ενέργειας κάθε βαθμίδας της κλιμακωτής συνάρτησης Προσφοράς Έγχυσης δεν επιτρέπεται να είναι μικρότερη της Ελάχιστης Διοικητικά Οριζόμενης Τιμής (Άρθρο 71, §4 του ΚΣΗΕ). Η ελάχιστη Διοικητικά Οριζόμενη τιμή ισούται με το Ελάχιστο Μεταβλητό Κόστος της μονάδας στο εικονικό σημείο αγοραπωλησίας ενέργειας του ΗΕΠ, όπως αυτό ισχύει για την Περίοδο Κατανομής στην οποία αντιστοιχεί η Προσφορά Έγχυσης.

Επίσης, σύμφωνα με το Άρθρο 25, §1 του ΚΣΗΕ, ειδικά για την πρώτη βαθμίδα της κλιμακωτής συνάρτησης Προσφοράς Έγχυσης της θερμικής μονάδας, στην οποία αντιστοιχεί χαμηλότερη τιμή ενέργειας μεταξύ όλων των βαθμίδων της ίδιας συνάρτησης, η προσφερόμενη τιμή ενέργειας επιτρέπεται να είναι χαμηλότερη του Ελάχιστου Μεταβλητού Κόστους της μονάδας. Για μία Περίοδο Κατανομής, η ποσότητα ενέργειας η οποία περιλαμβάνεται στην πρώτη αυτή βαθμίδα της κλιμακωτής συνάρτησης δεν επιτρέπεται να είναι υψηλότερη από το 30% της συνολικής ποσότητας ενέργειας της Προσφοράς Έγχυσης.

Σε κάθε περίπτωση, σύμφωνα με το Άρθρο 25, §2 του ΚΣΗΕ, η σταθμισμένη με τις ποσότητες ενέργειας κάθε βαθμίδας μέση τιμή ενέργειας του συνόλου των βαθμίδων της κλιμακωτής συνάρτησης Προσφοράς Έγχυσης δεν επιτρέπεται να είναι μικρότερη του Ελάχιστου Μεταβλητού Κόστους της μονάδας, όπως το όριο αυτό ισχύει για την Περίοδο Κατανομής στην οποία αντιστοιχεί η κλιμακωτή συνάρτηση της Προσφοράς Έγχυσης.

Επομένως, η Προσφορά Έγχυσης της Μονάδας u για την Περίοδο Κατανομής t μπορεί να έχει τη μορφή του επόμενου σχήματος (κόκκινη γραμμή), με τους παρακάτω περιορισμούς:

A) Η σταθμισμένη με τις ποσότητες ενέργειας κάθε βαθμίδας μέση τιμή ενέργειας του συνόλου των βαθμίδων της κλιμακωτής συνάρτησης Προσφοράς Έγχυσης δεν είναι μικρότερη από το **Ελάχιστο Μεταβλητό Κόστος της Μονάδας**, $G_u'^{min}$ (Άρθρο 25, §2 του ΚΣΗΕ):

$$\mu_{ut} = \frac{b_{1ut} \cdot P_{1ut} + b_{2ut} \cdot P_{2ut} + ... + b_{10ut} \cdot P_{10ut}}{P_u^{\max}} \geq IC_u^{\min} \qquad (15)$$

όπου:

μ_{ut} η σταθμισμένη με τις ποσότητες ενέργειας κάθε βαθμίδας μέση τιμή ενέργειας της Μονάδας u για την Περίοδο Κατανομής t, σε [€/MWh]

b_{iut} η τιμή ενέργειας της i βαθμίδας της κλιμακωτής συνάρτησης Προσφοράς Έγχυσης της Μονάδας u για την Περίοδο Κατανομής t, σε [€/MWh]

P_{iut} η ποσότητα ενέργειας της βαθμίδας i της κλιμακωτής συνάρτησης Προσφοράς Έγχυσης της Μονάδας u για την Περίοδο Κατανομής t, σε [MWh]

$P_u^{\max}$ η συνολική ποσότητα ενέργειας της Προσφοράς Έγχυσης της Μονάδας u, σε [MWh]. Ταυτίζεται με τη δηλωμένη καθαρή διαθέσιμη ισχύ της Μονάδας u για μία ώρα λειτουργίας.

Β) Η τιμή ενέργειας που αντιστοιχεί σε οποιαδήποτε βαθμίδα i της κλιμακωτής συνάρτησης Προσφοράς Έγχυσης της Μονάδας u για την Περίοδο Κατανομής t πρέπει να είναι μικρότερη ή ίση της Διοικητικά Οριζόμενης Μέγιστης Τιμής Προσφοράς Ενέργειας, CAP (Άρθρο 24, §3 του ΚΣΗΕ και Άρθρο 71, §1).

$$b_{iut} \leq CAP, \quad \text{για κάθε i = 1, 10} \qquad (16)$$

Τα παραπάνω αποτυπώνονται στο ΣΧΗΜΑ 21 για μία θερμική μονάδα, όπου με κόκκινη γραμμή φαίνεται η προσφορά έγχυσης, με πράσινη διακεκκομένη γραμμή το Ελάχιστο Μεταβλητό Κόστος της μονάδας, με μαύρη γραμμή το Διαφορικό Κόστος της μονάδας, και με χοντρή κόκκινη γραμμή η σταθμισμένη με τις ποσότητες ενέργειας κάθε βαθμίδας μέση τιμή ενέργειας του συνόλου των βαθμίδων της κλιμακωτής συνάρτησης Προσφοράς Έγχυσης.

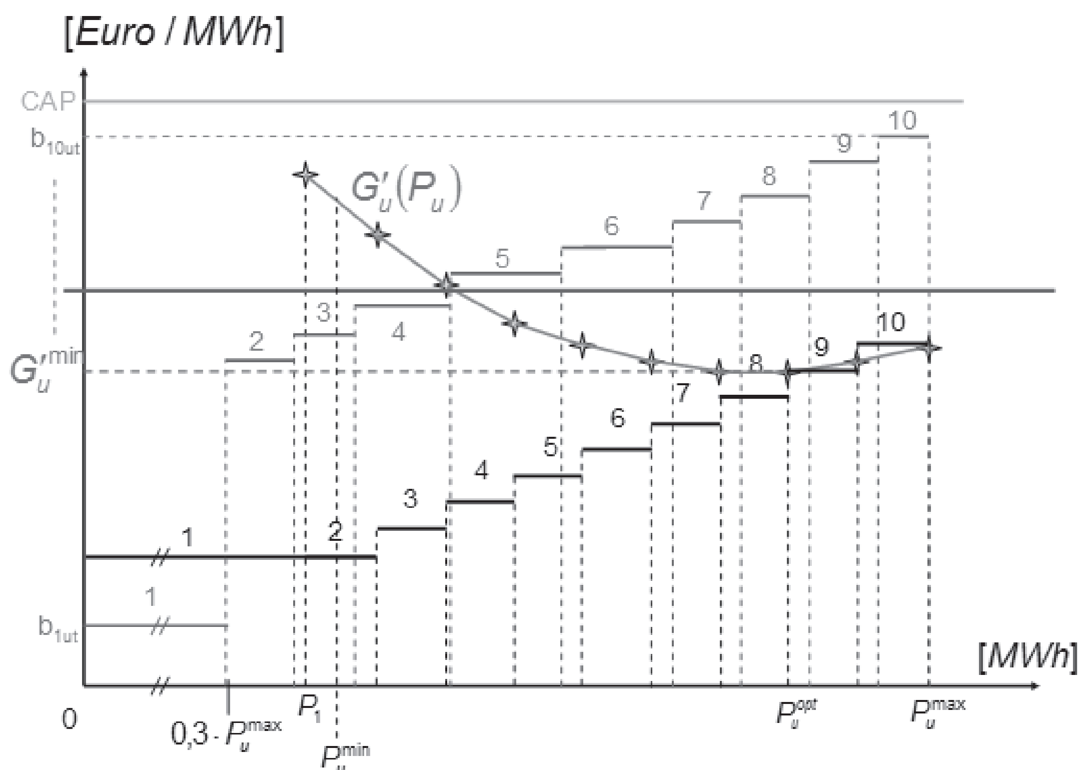
Επομένως, εφόσον το πρώτο βήμα της προσφοράς έγχυσης δεν ξεπερνά το 30% της μέγιστης διαθεσιμότητας της μονάδας σε μία Περίοδο Κατανομής, η τιμή ενέργειας της πρώτης βαθμίδας της προσφοράς έγχυσης (προσαρμοσμένης με τις απώλειες), μπορεί να είναι χαμηλότερη από το Ελάχιστο Μεταβλητό Κόστος της μονάδας.

Πρέπει να σημειωθεί ότι σε μια προσφορά έγχυσης θερμικής μονάδας:

I. Οι ποσότητες (MWh) της προσφοράς έγχυσης της μονάδας αναφέρονται στο μετρητή της μονάδας.

II. Οι τιμές (€/MWh) της προσφοράς έγχυσης και το Μεταβλητό Κόστος της μονάδας αναφέρονται στο νοητό σημείο εκκαθάρισης της αγοράς «market point», όπου γίνεται η εξίσωση της παραγόμενης με την καταναλισκόμενη ενέργεια.

Δηλαδή, για τους σκοπούς του ελέγχου εγκυρότητας, το Ελάχιστο Μεταβλητό Κόστος της μονάδας ανάγεται στο σημείο εκκαθάρισης της αγοράς (εικονικό σημείο αγοραπωλησίας ενέργειας του ΗΕΠ) (*δες* σχέση (6)), ώστε να υπάρχει το ίδιο σημείο αναφοράς με τις τιμές ενέργειας της προσφοράς έγχυσης.



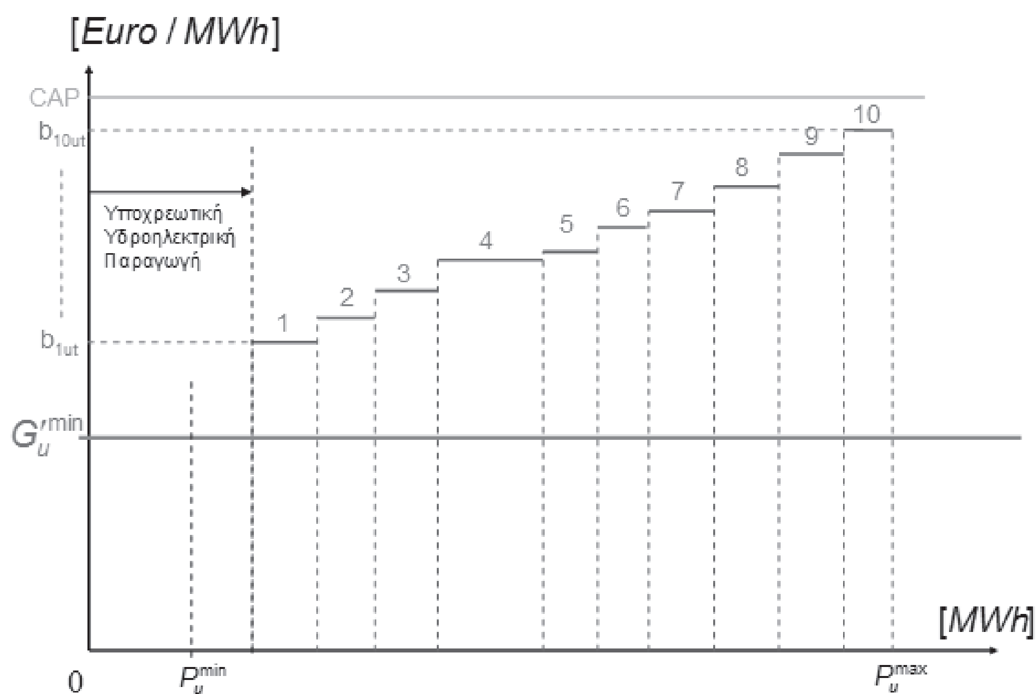
ΣΧΗΜΑ 21: Έλεγχος εγκυρότητας προσφοράς έγχυσης θερμικής μονάδας

5.3.2 Έλεγχος εγκυρότητας προσφορών έγχυσης ΥΗΣ

Για τις Προσφορές Έγχυσης που υποβάλλονται για Υδροηλεκτρική Μονάδα, περιλαμβανομένων των Υδροηλεκτρικών Μονάδων Άντλησης που βρίσκονται σε λειτουργία παραγωγής, η τιμή ενέργειας κάθε βαθμίδας της κλιμακωτής συνάρτησης Προσφοράς Έγχυσης δεν επιτρέπεται να είναι μικρότερη του Ελάχιστου Μεταβλητού Κόστους της Μονάδας, όπως αυτό προσδιορίζεται στην §5.2 του παρόντος Κεφαλαίου.

Οι υδροηλεκρικές μονάδες δεν έχουν δικαίωμα να κάνουν χρήση του κανόνα του 30% που ισχύει για τις θερμικές μονάδες και αναφέρθηκε σε προηγούμενη παράγραφο.

Στο παρακάτω ΣΧΗΜΑ 22 απεικονίζεται ένα παράδειγμα προσφοράς έγχυσης για Υδροηλεκτρική Μονάδα (με κόκκινο χρώμα), καθώς και το Μεταβλητό Κόστος της μονάδας (με χοντρή πράσινη γραμμή):



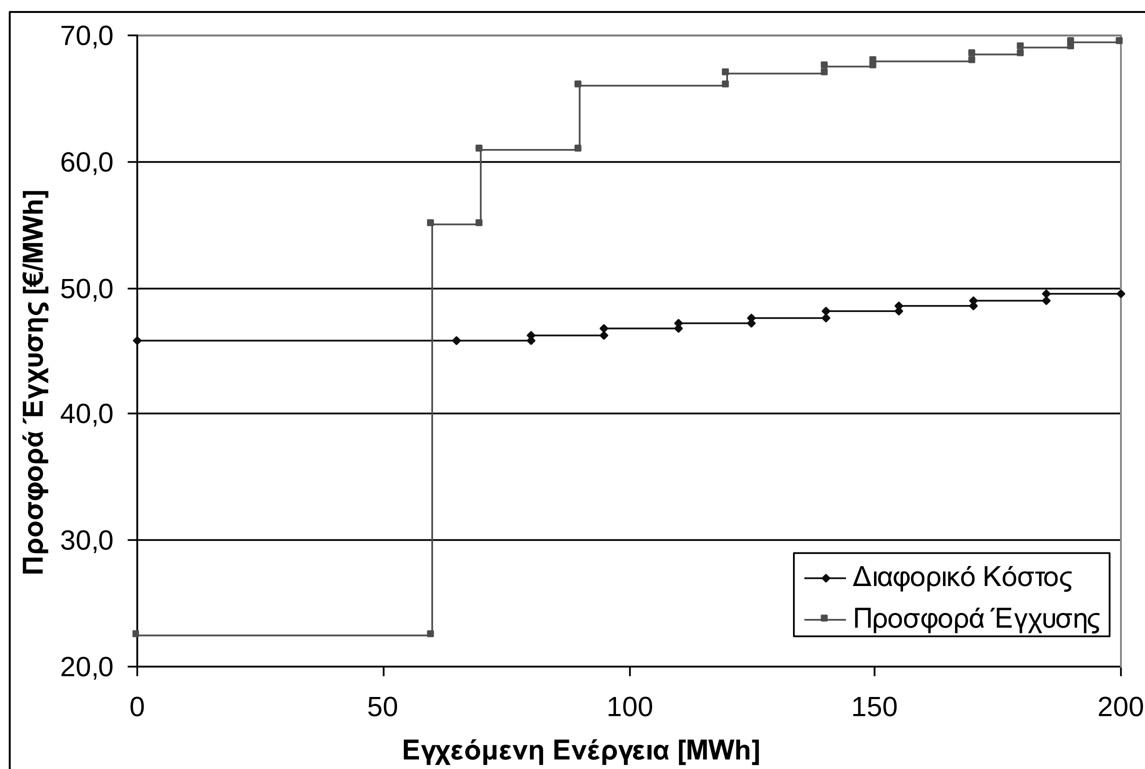
ΣΧΗΜΑ 22: Έλεγχος εγκυρότητας προσφοράς έγχυσης υδροηλεκτρικής μονάδας

5.3.3 Παράδειγμα Προσφοράς Έγχυσης μονάδας

Αναφερόμενοι στο παράδειγμα θερμικής μονάδας που αναφέρεται σε προηγούμενη παράγραφο του παρόντος Κεφαλαίου, μία Προσφορά Έγχυσης της Μονάδας αυτής στον ΗΕΠ θα μπορούσε να είναι αυτή που φαίνεται στον ΠΙΝ. 19 και αποδίδεται γραφικά με την κόκκινη γραμμή στο παρακάτω ΣΧΗΜΑ 23, παίρνοντας υπόψη τα αναμενόμενα κέρδη της, την απόσβεση του κεφαλαίου κατασκευής της μονάδας, κτλ.

ΠΙΝ. 19: Προσφορά Έγχυσης της μονάδας

Προσφορά Έγχυσης (10 βήματα)	Ενέργεια που εγχέει στο Σύστημα [MWh]	Διαφορικό Κόστος λειτουργίας [€/MWh]
	60	22,5
	70	55,0
	90	61,0
	120	66,0
	140	67,0
	150	67,5
	170	68,0
	180	68,5
	190	69,0
	200	69,5



ΣΧΗΜΑ 23: Παράδειγμα Προσφοράς Έγχυσης Θερμικής Μονάδας

5.4 Κόστος Εκκίνησης και Κόστος Αποσυγχρονισμού Θερμικών Μονάδων

5.4.1 Κύκλος λειτουργίας μονάδας

Ο τυπικός κύκλος λειτουργίας μιας μονάδας περιλαμβάνει τις παρακάτω καταστάσεις:

Κατάσταση λειτουργίας: Ορίζεται από τη χρονική στιγμή έναυσης της μονάδας έως τη χρονική στιγμή του αποσυγχρονισμού της μονάδας από το ηλεκτρικό δίκτυο.

Κατάσταση κράτησης ή αναμονής: Ορίζεται από τη χρονική στιγμή του αποσυγχρονισμού της μονάδας από το ηλεκτρικό δίκτυο έως τη χρονική στιγμή της επόμενης έναυσης της μονάδας.

Η κατάσταση λειτουργίας περιλαμβάνει τις παρακάτω διακριτές περιόδους:

- Την **περίοδο προετοιμασίας συγχρονισμού**, η οποία ορίζεται από τη χρονική στιγμή έναυσης της μονάδας έως και το συγχρονισμό της μονάδας. Η μονάδα κατά την περίοδο προετοιμασίας συγχρονισμού καταναλώνει καύσιμο ή μίγμα καυσίμων έτσι ώστε να επιτύχει τις κατάλληλες συνθήκες πίεσης και θερμοκρασίας που απαιτούνται για την έναρξη παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Κατά την περίοδο προετοιμασίας συγχρονισμού η μονάδα δεν εγχέει ενέργεια στο σύστημα.
- Την **περίοδο παραμονής στο ενδιάμεσο φορτίο**, η οποία ορίζεται από το συγχρονισμό της μονάδας με το ηλεκτρικό δίκτυο έως ότου η μονάδα φτάσει το τεχνικό της ελάχιστο. Κατά τη μεθοδολογία επίλυσης του ΗΕΠ, του προγράμματος Κατανομής και της μεθοδολογίας υπολογισμού της

Οριακής Τιμής Αποκλίσεων (ΟΤΑ), γίνεται η παραδοχή ότι η μονάδα παραμένει στο φορτίο συγχρονισμού (όπως αυτό υποβάλλεται στην Δήλωση Τεχνοοικονομικών Στοιχείων από τον παραγωγό) καθ' όλη τη διάρκεια της περιόδου αυτής.

- Την **περίοδο κανονικής λειτουργίας**, η οποία ορίζεται από το τέλος της περιόδου παραμονής της μονάδας στο ενδιάμεσο φορτίο έως τη χρονική στιγμή που η μονάδα βρίσκεται στο τεχνικό της ελάχιστο για αποσυγχρονισμό. Κατά την περίοδο αυτή, η φόρτιση της μονάδας γίνεται μεταξύ του τεχνικού της ελαχίστου και της μέγιστης διαθεσιμότητάς της, (όπως αυτά δηλώνονται από τον παραγωγό), σύμφωνα με τις σχετικές διατάξεις του ΚΔΣ.
- Την **περίοδο αποσυγχρονισμού**, η οποία ορίζεται από τη χρονική στιγμή που η μονάδα βρίσκεται στο τεχνικό της ελάχιστο για αποσυγχρονισμό έως τον αποσυγχρονισμό της από το ηλεκτρικό δίκτυο. Κατά τη μεθοδολογία επίλυσης του ΗΕΠ, του προγράμματος Κατανομής και της μεθοδολογίας υπολογισμού της Οριακής Τιμής Αποκλίσεων (ΟΤΑ), γίνεται η παραδοχή ότι η μονάδα κατεβαίνει από το ελάχιστο φορτίο στο μηδέν με γραμμική μείωση της καθαρής παραγωγής της.

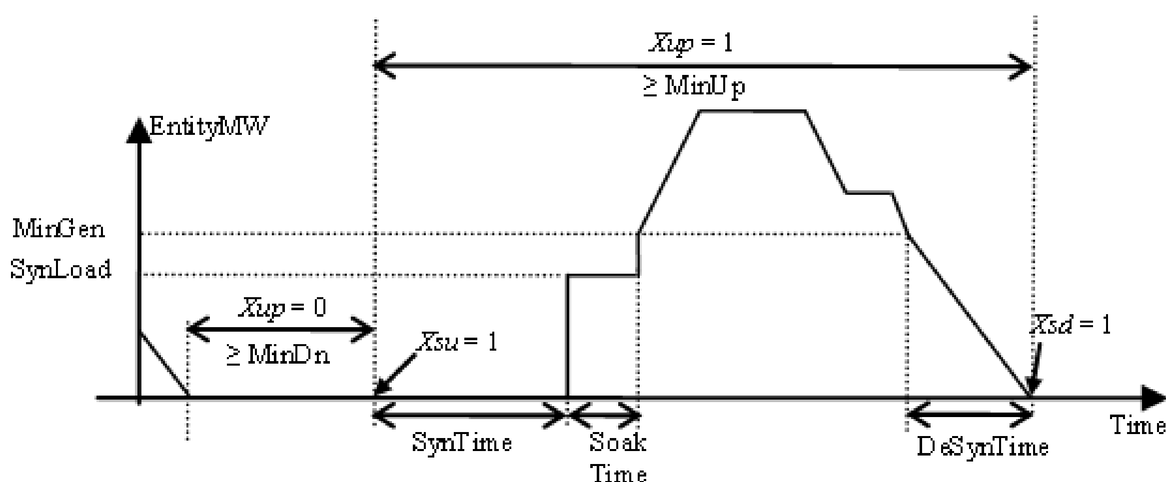
Ο **χρόνος της περιόδου προετοιμασίας συγχρονισμού** (SynTime) και ο **χρόνος της περιόδου παραμονής στο ενδιάμεσο φορτίο** (SoakTime), εξαρτώνται από την κατάσταση της μονάδας κατά τη χρονική στιγμή της έναυσης. Συγκεκριμένα, η κατάσταση της μονάδας ορίζεται σε θερμή, ενδιάμεση και ψυχρή, ανάλογα με το χρόνικό διάστημα που η μονάδα βρισκόταν σε κατάσταση κράτησης.

Ο **χρόνος αποσυγχρονισμού** (DeSynTme) είναι σταθερός (σύμφωνα με τα Καταχωρημένα Χαρακτηριστικά της μονάδας).

Ως **χρόνος λειτουργίας** (όταν Xup = 1) ορίζεται το χρονικό διάστημα κατά το οποίο η μονάδα βρίσκεται σε κατάσταση λειτουργίας.

Ως **χρόνος κράτησης ή αναμονής** (όταν Xup = 0) ορίζεται το χρονικό διάστημα κατά το οποίο η μονάδα βρίσκεται σε κατάσταση κράτησης ή αναμονής.

Οι παραπάνω χρόνοι απεικονίζονται στο παρακάτω ΣΧΗΜΑ 24.



ΣΧΗΜΑ 24: Χρόνοι κύκλου λειτουργίας μονάδας

Μία μονάδα πρέπει να παραμείνει σε κατάσταση κράτησης ή αναμονής για έναν Ελάχιστο Χρόνο Κράτησης ή αναμονής (Minimum Down Time, MinDn), και σε κατάσταση λειτουργίας για ένα Ελάχιστο Χρόνο Λειτουργίας (Minimum Up Time, MinUp). Οι περιορισμοί αυτοί εφαρμόζονται κατά τη μεθοδολογία επίλυσης του ΗΕΠ, του προγράμματος Κατανομής και της μεθοδολογίας υπολογισμού της Οριακής Τιμής Αποκλίσεων (ΟΤΑ).

5.4.2 Κόστος Εκκίνησης και Κόστος Αποσυγχρονισμού

Σύμφωνα με το Άρθρο 55 παράγραφος 2.Β.(3) του ΚΣΗΕ κατά την μεθοδολογία επίλυσης του ΗΕΠ, στο συνολικό κόστος παραγωγής **λαμβάνεται υπόψη το ενδεχόμενο κόστος αποσυγχρονισμού μονάδας που έχει ενταχθεί στον ΗΕΠ, το οποίο λαμβάνεται ίσο με το Ειδικό Κόστος Εκκίνησης από ενδιάμεση κατάσταση κράτησης ή αναμονής**. Η ρύθμιση αυτή εφαρμόζεται έτσι ώστε μονάδες με χαμηλό κόστος λειτουργίας και υψηλό κόστος εκκίνησης να έχουν την δυνατότητα ένταξης στον ΗΕΠ σύμφωνα με την αντίστοιχη προσφορά έγχυσης, τα καταχωρημένα χαρακτηριστικά τους και την αντίστοιχη δήλωση τεχνοοικονομικών στοιχείων.

Με αυτή τη ρύθμιση κάθε παραγωγός αναλαμβάνει το κόστος εκκίνησης από ψυχρή, ενδιάμεση ή θερμή κατάσταση αναμονής της μονάδας του για ένταξη στο σύστημα και αποζημιώνεται σε περίπτωση πραγματικού αποσυγχρονισμού μετά από Εντολή Κατανομής με το ποσό που αντιστοιχεί στο «Ειδικό Κόστος Εκκίνησης, το οποίο καθορίζεται ως το συνολικό κόστος εκκίνησης της μονάδας έως την τεχνικά ελάχιστη παραγωγή για έναρξη από μη συγχρονισμένη **ενδιάμεση** κατάσταση αναμονής» σύμφωνα με το Άρθρο 44, παράγραφος 1 πίνακας Γ του ΚΣΗΕ.

Η αποζημίωση στην περίπτωση αποσυγχρονισμού αφορά την κάλυψη του κόστους της επόμενης πραγματικής εκκίνησης και επειδή είναι άγνωστο εάν η εκκίνηση θα είναι από ψυχρή, ενδιάμεση ή θερμή κατάσταση αναμονής για το λόγο αυτό η αποζημίωση συμβατικά γίνεται από ενδιάμεση κατάσταση αναμονής.

Κάθε παραγωγός έχει την υποχρέωση να δηλώνει σύμφωνα με το Άρθρο 44, παράγραφος 1 πίνακας Γ. του ΚΣΗΕ το «Ειδικό Κόστος Εκκίνησης, το οποίο καθορίζεται ως το συνολικό κόστος εκκίνησης της μονάδας έως την τεχνικά ελάχιστη παραγωγή για έναρξη από μη συγχρονισμένη **ενδιάμεση** κατάσταση αναμονής» στην αντίστοιχη δήλωση τεχνοοικονομικών στοιχείων.

Ο παραγωγός κατά τον υπολογισμό του Ειδικού Κόστους Εκκίνησης λαμβάνει υπόψη:

1. Το κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας για τροφοδότηση των βοηθητικών της μονάδας,
2. Το κόστος των καυσίμων λαμβάνοντας υπόψη την διαφορετική τους ποσοστιαία συμμετοχή στο μίγμα ανά επίπεδο παραγωγής και το κόστος τυχόν βελτιωτικών καύσης, και
3. Το κόστος επεξεργασίας νερού.

Τα παραπάνω κόστη αφορούν αποκλειστικά κόστη που επωμίζεται ο παραγωγός κατά τον **χρόνο της περιόδου προετοιμασίας συγχρονισμού** (SynTime) και τον **χρόνο της περιόδου παραμονής στο ενδιάμεσο φορτίο** (SoakTime).

Τέλος ο παραγωγός υποχρεούται να διατηρεί αναλυτικό υπολογισμό του Ειδικού Κόστους Εκκίνησης από **ενδιάμεση** κατάσταση αναμονής κάθε φορά που το δηλώνει στον ΛΑΓΗΕ, ο οποίος θα τίθεται στην διάθεση της ΡΑΕ σε περίπτωση ελέγχου εκ μέρους της.

Το κόστος αποσυγχρονισμού χρησιμοποιείται κατά τη μεθοδολογία επίλυσης του ΗΕΠ του Προγράμματος Κατανομής και της μεθοδολογίας υπολογισμού της Οριακής Τιμής Αποκλίσεων, όπως ορίζεται σχετικά στους Κώδικες.

Κατά την υποβολή της Δήλωσης Τεχνοοικονομικών Στοιχείων στο πληροφοριακό σύστημα λειτουργίας της αγοράς, ο παραγωγός πρέπει να συμπληρώσει μηδενική τιμή για τα Ειδικά Κόστη Εκκίνησης από θερμή, ενδιάμεση και ψυχρή κατάσταση, και κόστος αποσυγχρονισμού ίσο με το πραγματικό ειδικό κόστος εκκίνησης από ενδιάμεση κατάσταση.

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Ι - ΜΑΘΗΜΑΤΙΚΗ ΔΙΑΤΥΠΩΣΗ ΤΟΥ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΟΣ ΗΕΠ

Ι.1 Εισαγωγή

Στο Παράρτημα αυτό περιγράφεται η μαθηματική διατύπωση και ο μηχανισμός επίλυσης που χρησιμοποιείται για την επίλυση του Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού (ΗΕΠ). Το πρόβλημα αυτό είναι ένα πρόβλημα ένταξης μονάδων παραγωγής (Μεικτού Ακέραιου Προγραμματισμού) ή «Unit Commitment» (UC). Εφεξής, το μοντέλο επίλυσης του προβλήματος αυτού θα αναφέρεται ως «μοντέλο UC».

Ι.2 Λειτουργική Περιγραφή Επίλυσης του ΗΕΠ

Η λειτουργία Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού (ΗΕΠ) που επιλύεται ως πρόβλημα ένταξης μονάδων παραγωγής, μεγιστοποιεί το κοινωνικό πλεόνασμα, όπως αυτό ορίζεται στο Άρθρο 55, παρ. 2 του ΚΣΗΕ, λαμβάνοντας υπόψη τις τιμολογούμενες προσφορές έγχυσης και τις τιμολογούμενες δηλώσεις φορτίου, ενώ ταυτόχρονα ικανοποιεί μία σειρά από περιορισμούς. Τα αποτελέσματα του ΗΕΠ περιλαμβάνουν όχι μόνο τα προγράμματα παραγωγής και φορτίου, αλλά και τα προγράμματα εφεδρειών των μονάδων καθώς επίσης και τις τιμές εκκαθάρισης του ΗΕΠ.

Ι.2.1 Λειτουργία Ανάλυσης

Αυτή η λειτουργία είναι ιδιαίτερα χρήσιμη για την ανάλυση των αποτελεσμάτων των διαδικασιών της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Βασίζεται σε μία ανεξάρτητη εφαρμογή και επιτρέπει στο Λειτουργό της Αγοράς να εισάγει ένα σενάριο λειτουργίας ή να ανακαλέσει ένα σενάριο Ημερήσιου Προγραμματισμού. Η λειτουργία αυτή χρησιμοποιείται επίσης και για τον έλεγχο ενεργοποίησης των Διαζωνικών Περιορισμών Μεταφοράς του συστήματος, όπως αναλύεται στο Άρθρο 56 του ΚΣΗΕ.

Ι.2.2 Μοντέλα Επίλυσης Αγοράς

Ι.2.2.1 Οντότητες

Οι οντότητες περιλαμβάνουν όλα τα φυσικά και μη φυσικά πάγια στοιχεία. Αποτελούνται από όλες τις μονάδες παραγωγής, τα φυσικά φορτία, τα πάγια άντλησης και τα διασυνοριακά σημεία σύνδεσης.

Οι τιμολογούμενες και οι μη τιμολογούμενες προσφορές από τους παραγωγούς ανήκουν σε μία φυσική οντότητα, η οποία εκπροσωπεί τα πάγια παραγωγής (μονάδα ή σταθμός). Μία και μόνο μία τιμολογούμενη προσφορά και μία και μόνο μία μη τιμολογούμενη προσφορά μπορούν να δοθούν από μία τέτοια οντότητα.

Οι τιμολογούμενες και οι μη τιμολογούμενες δηλώσεις φορτίου, ανήκουν σε μία φυσική οντότητα, η οποία εκπροσωπεί τα πάγια φορτίου. Μία και μόνο μία τιμολογούμενη δήλωση φορτίου και μία και μόνο μία μη τιμολογούμενη δήλωση φορτίου μπορούν να δοθούν από μία τέτοια οντότητα.

Οι τιμολογούμενες δηλώσεις φορτίου για αντλητικές μονάδες ανήκουν σε μία φυσική οντότητα, η οποία εκπροσωπεί τα πάγια άντλησης. Μία και μόνο μία τιμολογούμενη δήλωση φορτίου μπορεί να δοθεί από μία τέτοια οντότητα.

Οι τιμολογούμενες προσφορές από τους εισαγωγείς, οι δηλώσεις φορτίου από τους εξαγωγείς, και οι διορθώσεις ανταλλαγών ενέργειας στις διασυνδέσεις ανήκουν σε μία οντότητα που εκπροσωπεί μία διασυνοριακή γραμμή διασύνδεσης. Αρκετές προσφορές έγχυσης ή δηλώσεις φορτίου, από διαφορετικούς Συμμετέχοντες, μπορούν να δοθούν από μία τέτοια οντότητα. Παρόλα αυτά, το σύστημα της αγοράς μπορεί να δεχθεί μόνο μία προσφορά από κάθε Συμμετέχοντα, για κάθε διασύνδεση και για κάθε κατεύθυνση (εισαγωγή/εξαγωγή).

Οι τιμολογούμενες βαθμίδες προσφορών πρωτεύουσας εφεδρείας και οι τιμολογούμενες βαθμίδες προσφορών δευτερεύουσας εφεδρείας υποβάλλονται από τις οντότητες που αντιστοιχούν στα πάγια παραγωγής (μονάδα ή σταθμός).

Δεν μοντελοποιείται καμία βαθμίδα προσφοράς για στρεφόμενη τριτεύουσα εφεδρεία. Παρόλα αυτά, υποβάλλεται το κόστος καυσίμου και το κόστος λειτουργίας και συντήρησης από τις οντότητες που αντιστοιχούν στα πάγια παραγωγής (μονάδα ή σταθμός) για τον υπολογισμό μίας τιμολογούμενης βαθμίδας για τη μη στρεφόμενη τριτεύουσα εφεδρεία.

Όλες οι στάθμες παραγωγής θεωρούνται ως καθαρές στάθμες παραγωγής.

I.2.2.2 Σημεία Μέτρησης

Ένα σημείο μέτρησης σχετίζεται με κάθε οντότητα. Μία οντότητα αντιστοιχεί σε ένα και μόνο ένα σημείο μέτρησης. Οι Συντελεστές Κατανομής Μεταφερόμενης Ισχύος (ΣΚΜΙ) καθορίζονται στο επίπεδο του σημείου μέτρησης (μετρητικό σημείο).

I.2.2.3 Πρόβλεψη Φορτίου

Ανάλογα με το πρόβλημα που επιλύεται, ο Λειτουργός της Αγοράς μπορεί να χρησιμοποιήσει τις τιμές πρόβλεψης φορτίου στον περιορισμό ισοζυγίου ενέργειας αντί για τις μη τιμολογούμενες δηλώσεις φορτίου των εκπροσώπων φορτίου. Οι τιμές προβλεπόμενου φορτίου πρέπει να δίνονται ανά λειτουργική ζώνη, δεδομένου ότι το ισοζύγιο ενέργειας γίνεται σε κάθε λειτουργική ζώνη.

I.2.2.4 Στοιχεία Μονάδων

Ο Μηχανισμός Επίλυσης της αγοράς λαμβάνει υπόψη τα ακόλουθα τεχνικοοικονομικά στοιχεία:

1. Ελάχιστη στάθμη παραγωγής: όταν η μονάδα είναι ενταγμένη, και δεν βρίσκεται σε φάση εκκίνησης/σβέσης, η μονάδα δεν μπορεί να κατανέμεται κάτω από αυτό το όριο. Η ελάχιστη στάθμη παραγωγής είναι ίση με το Τεχνικό Ελάχιστο Παραγωγής, εκτός αν η μονάδα είναι μη διαθέσιμη (δήλωση ολικής μη διαθεσιμότητας). Στην περίπτωση ολικής μη διαθεσιμότητας, η τιμή αυτή είναι μηδέν και η μονάδα δεν μπορεί να ενταχθεί.
2. Μέγιστη στάθμη παραγωγής: όταν η μονάδα είναι ενταγμένη, και δεν βρίσκεται σε φάση εκκίνησης/σβέσης, η μονάδα δεν μπορεί να κατανέμεται πάνω από αυτό το όριο. Η τιμή αυτή είναι ίση με

τη μέγιστη συνεχή ικανότητα παραγωγής, εκτός αν η μονάδα είναι μη διαθέσιμη (δήλωση μερικής ή ολικής μη διαθεσιμότητας). Στην περίπτωση ολικής μη διαθεσιμότητας, η τιμή αυτή είναι μηδέν και η μονάδα δεν μπορεί να ενταχθεί. Στην περίπτωση μερικής μη διαθεσιμότητας, η μονάδα μπορεί να ενταχθεί, αλλά η μέγιστη στάθμη παραγωγής της είναι χαμηλότερη από τη μέγιστη συνεχή ικανότητα παραγωγής.

3. Μέγιστος αριθμός εκκινήσεων για την τρέχουσα ημέρα: ο μέγιστος αριθμός εκκινήσεων ανά ημερολογιακό έτος δεν μπορεί να μοντελοποιηθεί στην επίλυση της ημερήσιας αγοράς γιατί ο ορίζοντας βελτιστοποίησης είναι μόνο μία ημέρα. Παρόλα αυτά, ο Λειτουργός της Αγοράς μπορεί να καθορίσει από μόνος του έναν μέγιστο αριθμό εκκινήσεων ανά ημέρα ώστε να περιορίσει περισσότερο το μοντέλο ένταξης μονάδων.

4. Μέγιστη ημερήσια ενέργεια: η μέγιστη ημερήσια ενέργεια, σε MWh, λαμβάνεται υπόψη από το μοντέλο UC για τη λειτουργία του ΗΕΠ.

5. Ελάχιστος χρόνος λειτουργίας: Ο ελάχιστος χρόνος λειτουργίας για μία Μονάδα είναι ο ελάχιστος χρόνος (σύμφωνα με τα τεχνικά χαρακτηριστικά της μονάδας) ανάμεσα στην Εντολή Κατανομής για Εκκίνηση και την επόμενη Σβέση της Μονάδας (χρόνος στον οποίο ο διακόπτης της Μονάδας ανοίγει).

6. Ελάχιστος χρόνος εκτός λειτουργίας: Ο ελάχιστος χρόνος εκτός λειτουργίας για μία Μονάδα είναι ο ελάχιστος χρόνος (σύμφωνα με τα τεχνικά χαρακτηριστικά της μονάδας) ανάμεσα στη Σβέση της μονάδας (χρόνος στον οποίο ο διακόπτης της Μονάδας ανοίγει) και στην επόμενη Εντολή Κατανομής Εκκίνησης.

7. Χρόνος μετάβασης από θερμή σε ενδιάμεση κατάσταση: όταν μία μονάδα είναι εκτός λειτουργίας, και εφόσον δεν επανεκκινήσει πριν από αυτή την χρονική περίοδο, τότε η μονάδα μεταβαίνει από μία θερμή κατάσταση σε μία ενδιάμεση κατάσταση.

8. Χρόνος μετάβασης από ενδιάμεση σε ψυχρή κατάσταση: όταν μία μονάδα είναι εκτός λειτουργίας, και εφόσον δεν επανεκκινήσει πριν από αυτή την χρονική περίοδο, τότε η μονάδα μεταβαίνει από μία ενδιάμεση κατάσταση σε μία ψυχρή κατάσταση.

9. Χρόνος συγχρονισμού από θερμή κατάσταση: αυτός είναι ο χρόνος που απαιτείται για να συγχρονίσει μία μονάδα από τη στιγμή που εκκινεί από μία θερμή κατάσταση. Κατά τη διάρκεια αυτού του χρονικού διαστήματος, το επίπεδο παραγωγής της είναι μηδενικό.

10. Χρόνος συγχρονισμού από ενδιάμεση κατάσταση: αυτός είναι ο χρόνος που απαιτείται για να συγχρονίσει μία μονάδα από τη στιγμή που εκκινεί από μία ενδιάμεση κατάσταση. Κατά τη διάρκεια αυτού του χρονικού διαστήματος, το επίπεδο παραγωγής της είναι μηδενικό.

11. Χρόνος συγχρονισμού από ψυχρή κατάσταση: αυτός είναι ο χρόνος που απαιτείται για να συγχρονίσει μία μονάδα από τη στιγμή που εκκινεί από μία ψυχρή κατάσταση. Κατά τη διάρκεια αυτού του χρονικού διαστήματος, το επίπεδο παραγωγής της είναι μηδενικό.

12. Χρόνος παραμονής στο ενδιάμεσο φορτίο από θερμή κατάσταση: αυτός είναι ο χρόνος που απαιτείται για μία μονάδα, κατά τη διάρκεια μίας εκκίνησης από θερμή κατάσταση, για να παραμείνει στο φορτίο συγχρονισμού μετά το συγχρονισμό, και πριν να γίνει κατανεμόμενη ανάμεσα στο ελάχιστο και στο μέγιστο επίπεδο παραγωγής. Κατά τη διάρκεια αυτού του χρονικού διαστήματος, το επίπεδο παραγωγής της θεωρείται ίσο με το φορτίο συγχρονισμού.

13. Χρόνος παραμονής στο ενδιάμεσο φορτίο από ενδιάμεση κατάσταση: αυτός είναι ο χρόνος που απαιτείται για μία μονάδα, κατά τη διάρκεια μίας εκκίνησης από ενδιάμεση κατάσταση, για να παραμείνει στο φορτίο συγχρονισμού μετά το συγχρονισμό, και πριν να γίνει κατανεμόμενη ανάμεσα στο ελάχιστο και στο μέγιστο επίπεδο παραγωγής. Κατά τη διάρκεια αυτού του χρονικού διαστήματος, το επίπεδο παραγωγής της θεωρείται ίσο με το φορτίο συγχρονισμού.

14. Χρόνος παραμονής στο ενδιάμεσο φορτίο από ψυχρή κατάσταση: αυτός είναι ο χρόνος που απαιτείται για μία μονάδα, κατά τη διάρκεια μίας εκκίνησης από ψυχρή κατάσταση, για να παραμείνει στο φορτίο συγχρονισμού μετά το συγχρονισμό, και πριν να γίνει κατανεμόμενη ανάμεσα στο ελάχιστο και στο μέγιστο επίπεδο παραγωγής. Κατά τη διάρκεια αυτού του χρονικού διαστήματος, το επίπεδο παραγωγής της θεωρείται ίσο με το φορτίο συγχρονισμού.
15. Φορτίο Συγχρονισμού: αυτό είναι το επίπεδο παραγωγής στο οποίο θεωρείται ότι παραμένει μία μονάδα κατά τη διάρκεια παραμονής στο ενδιάμεσο φορτίο, αφού συγχρονίσει.
16. Χρόνος από την ελάχιστη παραγωγή μέχρι τον αποσυγχρονισμό: αυτός είναι ο χρόνος που απαιτείται για να μεταβληθεί προς τα κάτω η παραγωγή μίας γεννήτριας κατά τη διάρκεια της φάσης σβέσης από την ελάχιστη στάθμη παραγωγής μέχρι τα μηδέν MW (η μεταβολή θεωρείται γραμμική).
17. Ρυθμός ανόδου: είναι ο ρυθμός ανόδου μίας μονάδας, που ισχύει όταν η μονάδα είναι ενταγμένη και εκτός της φάσης εκκίνησης ή σβέσης.
18. Ρυθμός καθόδου: είναι ο ρυθμός καθόδου μίας μονάδας, που ισχύει όταν η μονάδα είναι ενταγμένη και εκτός της φάσης εκκίνησης ή σβέσης.
19. Μέγιστη συνεισφορά στην πρωτεύουσα ρύθμιση: αυτή η μέγιστη συνεισφορά, που εκφράζεται σε MW, είναι η ίδια για ρύθμιση προς τα επάνω και προς τα κάτω.
20. Μέγιστη συνεισφορά στη δευτερεύουσα ρύθμιση: αυτή η μέγιστη συνεισφορά, που εκφράζεται σε MW, είναι το εύρος δευτερεύουσας ρύθμισης που προσφέρεται από τη μονάδα για ρύθμιση προς τα επάνω και προς τα κάτω (Εύρος Δευτερεύουσας Ρύθμισης = Προς τα Επάνω Δευτερεύουσα Εφεδρεία + Προς τα Κάτω Δευτερεύουσα).
21. Μέγιστη συνεισφορά στην στρεφόμενη τριτεύουσα εφεδρεία: αυτή η μέγιστη συνεισφορά στην τριτεύουσα εφεδρεία, που εκφράζεται σε MW, προσφέρεται από την μονάδα όταν αυτή είναι σε λειτουργία (on-line).
22. Μέγιστη συνεισφορά στην μη στρεφόμενη τριτεύουσα εφεδρεία: αυτή η μέγιστη συνεισφορά στην τριτεύουσα εφεδρεία, που εκφράζεται σε MW, προσφέρεται από την μονάδα όταν αυτή είναι εκτός λειτουργίας.
23. Μέγιστη συνεισφορά στην τριτεύουσα ρύθμιση: αυτή η μέγιστη συνεισφορά, που εκφράζεται σε MW, δίνεται μόνο για ρύθμιση προς τα επάνω.
24. Κόστος εκκίνησης από θερμή κατάσταση: αυτό το κόστος, σε €, λαμβάνεται υπόψη από το μοντέλο UC του ΗΕΠ για κάθε εκκίνηση από θερμή κατάσταση.
25. Κόστος εκκίνησης από ενδιάμεση κατάσταση: αυτό το κόστος, σε €, λαμβάνεται υπόψη από το μοντέλο του ΗΕΠ για κάθε εκκίνηση από ενδιάμεση κατάσταση.
26. Κόστος εκκίνησης από ψυχρή κατάσταση: αυτό το κόστος, σε €, λαμβάνεται υπόψη από το μοντέλο UC του ΗΕΠ για κάθε εκκίνηση από ψυχρή κατάσταση.
27. Κόστος σβέσης: αυτό το κόστος, σε €, λαμβάνεται υπόψη από το μοντέλο UC του ΗΕΠ κάθε φορά που η μονάδα σβένει.
28. Κόστος λειτουργίας εν κενώ: αυτό το κόστος, σε €/h, δε λαμβάνεται υπόψη κατά την επίλυση του ΗΕΠ, αλλά χρησιμοποιείται μόνο σε λειτουργία ανάλυσης.

Επίσης, για λόγους ανάλυσης, λαμβάνονται υπόψη στο μοντέλο ένταξης μονάδων για τις θερμικές μονάδες τα ακόλουθα δεδομένα κόστους καυσίμου. Στη λειτουργία ανάλυσης, ο Λειτουργός της Αγοράς μπορεί να αποφασίσει εάν θα χρησιμοποιήσει τις καμπύλες διαφορικού κόστους αντί για τις προσφορές έγχυσης. Οι καμπύλες διαφορικού κόστους υπολογίζονται εσωτερικά στο μοντέλο UC από τα στοιχεία καυσίμου και την καμπύλη της συνάρτησης ειδικής κατανάλωσης καυσίμου της μονάδας.

Τα ακόλουθα δεδομένα λαμβάνονται από το μοντέλο UC του ΗΕΠ:

1. Κόστος καυσίμου ανά τύπο καυσίμου: αυτό το κόστος καυσίμου δίνεται σε €/μονάδα καυσίμου.
2. Απόδοση καυσίμου ανά τύπο καυσίμου: αυτός είναι ο συντελεστής απόδοσης του καυσίμου σε GJ/μονάδα καυσίμου.
3. Μίγμα καυσίμου μονάδας: Δεδομένης της τιμής, του συντελεστή απόδοσης του καυσίμου και του προγράμματος για το μίγμα καυσίμου μίας μονάδας υπολογίζεται ο μέσος όρος τόσο των δαπανών καυσίμου όσο και των συντελεστών απόδοσης, σύμφωνα με το ποσοστό καύσης του κάθε καυσίμου, ώστε να υπολογισθούν τα σύνθετα κόστη καυσίμων και οι σύνθετοι συντελεστές απόδοσης. Αυτό γίνεται για κάθε εύρος παραγωγής σε MW η οποία καθορίζεται από τη σύσταση του μίγματος. Η κατανομή και η κοστολόγηση για την υπόψη ώρα γίνονται χρησιμοποιώντας αυτούς τους σύνθετους όρους. Οι σύνθετοι όροι χρησιμοποιούνται εσωτερικά στο λογισμικό και δεν επιδεικνύονται. Τα κόστη καυσίμου που προκύπτουν πολλαπλασιάζονται με την αντίστοιχη τιμή της βηματικής συνάρτησης ειδικής κατανάλωσης καυσίμου για τα κατανεμόμενα MW. Αυτό δίνει τα ολοκληρωμένα κόστη ενέργειας για κάθε περίοδο της μελέτης.
4. Καμπύλη συνάρτησης ειδικής κατανάλωσης καυσίμου: οι καμπύλες των συναρτήσεων ειδικής κατανάλωσης καυσίμου καθορίζουν το ρυθμό κατανάλωσης καυσίμου ανά παραγόμενο MW. Αυτό επιτρέπει τη μετατροπή των προγραμμάτων από MW σε κατανάλωση καυσίμου. Η κατανάλωση καυσίμου πολλαπλασιάζεται τότε με το πρόγραμμα κόστους καυσίμου για να υπολογιστεί το λειτουργικό κόστος της μονάδας. Το μοντέλο UC μοντελοποιεί τις καμπύλες της συνάρτησης Ειδικής Κατανάλωσης Καυσίμου της μονάδας σαν τμηματικά γραμμικές συναρτήσεις έτσι ώστε η συνάρτηση οικονομικής κατανομής να μπορεί να διατυπωθεί σαν ένα πρόβλημα Γραμμικού Προγραμματισμού.
5. Κόστος λειτουργίας και Συντήρησης: αυτό το κόστος εφαρμόζεται για κάθε ώρα που η μονάδα είναι σε λειτουργία. Εκφράζεται σε €/MWh.

Στην περίπτωση των υδροηλεκτρικών μονάδων, όπου ένα PLC αντιστοιχεί σε περισσότερες από μία μονάδες, τα τεχνικά στοιχεία εισάγονται για κάθε μονάδα ξεχωριστά.

I.2.2.5 Μοντέλο Συντελεστή Απωλειών

Οι απώλειες λαμβάνονται υπόψη με βάση την ακόλουθη μεθοδολογία:

- Από τις ποσότητες ενέργειας των βαθμίδων των τιμολογούμενων και των μη τιμολογούμενων προσφορών έγχυσης, οι απώλειες του συστήματος που κατανέμονται σε αυτές αφαιρούνται γραμμικά, εφαρμόζοντας τις αντίστοιχες αριθμητικές τιμές του πίνακα συντελεστών απωλειών παραγωγής.
- Στις ποσότητες ενέργειας των βαθμίδων των τιμολογούμενων και των μη τιμολογούμενων δηλώσεων φορτίου, οι απώλειες του δικτύου διανομής που κατανέμονται σε αυτές προστίθενται γραμμικά, εφαρμόζοντας τις αντίστοιχες αριθμητικές τιμές του πίνακα συντελεστών απωλειών φορτίου.

I.2.2.6 Απαιτήσεις Εφεδρειών

Η πρωτεύουσα, η δευτερεύουσα και η τριτεύουσα εφεδρεία είναι οι τρεις τύποι των απαιτήσεων εφεδρειών που λαμβάνονται υπόψη από το Μηχανισμό Επίλυσης του ΗΕΠ. Οι απαιτήσεις των εφεδρειών καθορίζονται τόσο για τις λειτουργικές ζώνες όσο και για όλο το σύστημα. Οι απαιτήσεις τριτεύουσας εφεδρείας μπορούν επίσης να καθοριστούν σε ένα συγκεκριμένο υποσύνολο των μονάδων παραγωγής με τη χρήση των γενικών περιορισμών.

Κάθε είδος εφεδρείας διαχωρίζεται: η πρωτεύουσα εφεδρεία δεν περιλαμβάνεται στη δευτερεύουσα εφεδρεία και η δευτερεύουσα εφεδρεία δεν περιλαμβάνεται στην τριτεύουσα εφεδρεία. Η δευτερεύουσα εφεδρεία ορίζεται και στις δύο κατευθύνσεις (προς τα επάνω και προς τα κάτω). Η πρωτεύουσα εφεδρεία και οι τριτεύουσες εφεδρείες ορίζονται μόνο προς τα επάνω.

Μία μονάδα παραγωγής δεν μπορεί να συνεισφέρει σε μία εφεδρεία όταν είναι σε φάση εκκίνησης ή σβέσης.

Ι.2.2.7 Πρόσθετη Ενέργεια και Εφεδρεία

Όταν ο Μηχανισμός Επίλυσης δεν μπορεί να συγκλίνει (π.χ. έλλειμμα παραγωγής και/ή έλλειμμα τριτεύουσας εφεδρείας), το μοντέλο UC μπορεί να εκτελεστεί ξανά (χειροκίνητα) με συμπληρωματική ενέργεια και τις αντίστοιχες ποσότητες εφεδρειών.

Ι.2.2.8 Περιορισμός Καθαρής Ικανότητας Μεταφοράς

Για κάθε διασύνδεση, το άθροισμα των εκκαθαρισμένων προσφορών έγχυσης πρέπει να είναι μικρότερο ή ίσο από το όριο της καθαρής ικανότητας μεταφοράς αυτής της διασύνδεσης. Ο ίδιος κανόνας ισχύει σε μία διασύνδεση για εξαγωγή ενέργειας. Αντίθετη ροή λαμβάνεται υπόψη σε μία δεδομένη διασύνδεση: η ροή που προσδιορίζεται προς την μία κατεύθυνση αυξάνει το όριο ροής στην άλλη κατεύθυνση.

Ι.2.2.9 Κανόνας Αποσύνδεσης – Χειρισμού Προσφορών με Ίδια Τιμή

Οι προσφορές έγχυσης που έχουν την ίδια τιμή θεωρούνται ως τιμολογιακά αλληλένδετες. Οι αλληλένδετες τιμές των προσφορών έγχυσης, των τιμολογούμενων δηλώσεων φορτίου και των προσφορών εφεδρειών για επικουρικές υπηρεσίες μπορούν να αποσυνδεθούν με τον Κανόνα της Αποσύνδεσης. Τέσσερις περιπτώσεις μπορούν να διακριθούν σε αυτό το πλαίσιο:

α. Προσφορές έγχυσης με αλληλένδετες τιμές από εισαγωγείς που σχετίζονται με την καθαρή ικανότητα μεταφοράς των διασυνδέσεων για εισαγωγή. Αντίστοιχα, δηλώσεις φορτίου με αλληλένδετες τιμές που σχετίζονται με την καθαρή ικανότητα μεταφοράς των διασυνδέσεων για εξαγωγή.

β. Προσφορές έγχυσης με αλληλένδετες τιμές χωρίς περιορισμούς καθαρής ικανότητας μεταφοράς.

γ. Δηλώσεις φορτίου με αλληλένδετες τιμές για το εξαρτώμενο από την τιμή φορτίο, εξαιρώντας τις εξαγωγές.

δ. Προσφορές έγχυσης με αλληλένδετες τιμές για επικουρικές υπηρεσίες.

Ι.2.2.9.1 <u>Προσφορές με Αλληλένδετες Τιμές</u>

Η περίπτωση αυτή αφορά προσφορές με αλληλένδετες τιμές από παραγωγούς και εισαγωγείς αλλά εξαιρεί την περίπτωση στην οποία πρέπει να γίνει επιλογή ανάμεσα στις προσφορές εισαγωγών σχετικά με την καθαρή ικανότητα μεταφοράς στη διασύνδεση. Η τελευταία περίπτωση αναλύεται στην επόμενη παράγραφο.

Όταν συναγωνίζονται (ανταγωνίζονται) προσφορές με τις ίδιες τιμές, εφαρμόζονται οι ακόλουθοι κανόνες:

α. Οι προσφορές αναλύονται με βάση την κατηγορία τους (θερμικές, υδροηλεκτρικές, εισαγωγές).

β. Επιλέγεται τυχαία μία από αυτές τις κατηγορίες.

γ. Αν επιλεγεί η θερμική κατηγορία ή οι εισαγωγές, οι προσφορές που έχουν τις ίδιες τιμές από την επιλεγμένη κατηγορία επιλέγονται τυχαία.

δ. Αν επιλεγεί η υδροηλεκτρική κατηγορία, εφαρμόζεται ένας κανόνας αναλογίας. Ο κανόνας αυτός παρουσιάζεται λεπτομερώς στην § 3.4.10.1.

I.2.2.9.2 Προσφορές Έγχυσης για Εισαγωγές ή Δηλώσεις Φορτίου για Εξαγωγές με Αλληλένδετες Τιμές

Έστω μία διασύνδεση με μία συγκεκριμένη καθαρή ικανότητα μεταφοράς για εισαγωγές/εξαγωγές ενέργειας. Οι “τιμολογούμενες προσφορές έγχυσης”/“δηλώσεις φορτίου” επιλέγονται με βάση την τιμή τους λαμβάνοντας υπόψη το αντίστοιχο καθαρό όριο ικανότητας μεταφοράς. Για προσφορές/ δηλώσεις φορτίου με την ίδια τιμή (αλληλένδετες τιμές), καταρχήν, εξυπηρετούνται κατά προτεραιότητα αυτές που αντιστοιχούν σε μακροχρόνια ΦΔΜ έναντι αυτών που αντιστοιχούν σε βραχυχρόνια ΦΔΜ. Μεταξύ των προσφορών που έχουν δικαίωμα ικανότητας με την ίδια τιμή, εφαρμόζεται ο κανόνας της τυχαίας επιλογής.

I.2.2.9.3 Δηλώσεις Φορτίου με Αλληλένδετες Τιμές

Οι δηλώσεις φορτίου με αλληλένδετες τιμές επιλέγονται τυχαία.

I.2.2.9.4 Προσφορές Έγχυσης για Επικουρικές Υπηρεσίες με Αλληλένδετες τιμές

Εκτός από την περίπτωση τριτεύουσας εφεδρείας, όπου δεν καθορίζεται μία ακριβής τιμή προσφοράς, για όλες τις άλλες περιπτώσεις οι προσφορές εφεδρειών με αλληλένδετες τιμές επιλέγονται τυχαία.

I.2.2.10 Οριακές Τιμές Ενέργειας και Εφεδρειών

Οι οριακές τιμές για την παραγωγή ενέργειας και τις Εφεδρείες υπολογίζονται με βάση τις δυϊκές τιμές του αντίστοιχου προβλήματος βελτιστοποίησης. Εναλλακτικά μπορούν να ερμηνευθούν ως το κόστος που απαιτείται για την παροχή ενός πρόσθετου MW ισχύος ή εφεδρείας.

Για την παραγωγή ενέργειας και την παροχή πρωτεύουσας και δευτερεύουσας εφεδρείας, η Οριακή Τιμή υπολογίζεται βάσει της δυϊκής τιμής του περιορισμού που αντιπροσωπεύει την ικανοποίηση της πρόβλεψης φορτίου ή της απαίτησης εφεδρείας. Για την παραγωγή ενέργειας, σε μερικές περιπτώσεις αυτό οδηγεί σε διαφορετικές Οριακές Τιμές Παραγωγής σε κάθε Λειτουργική Ζώνη (ο διαχωρισμός γίνεται γιατί ο περιορισμός που σχετίζεται με το όριο μεταφοράς ανάμεσα στις λειτουργικές ζώνες είναι υποχρεωτικός). Κατά συνέπεια, η Οριακή Τιμή του Συστήματος υπολογίζεται από έναν σταθμισμένο σε MW μέσο όρο των Οριακών Τιμών Παραγωγής των λειτουργικών ζωνών, όπου η κάθε ζώνη σταθμίζεται από τη δική της πρόβλεψη φορτίου διαιρεμένη με τη συνολική πρόβλεψη φορτίου.

Ι.3 Μαθηματική Διατύπωση

Ι.3.1 Βασικά Στοιχεία της Αγοράς

Ι.3.1.1 Οντότητες

Μία οντότητα μπορεί να είναι μία μονάδα παραγωγής ή ένα φορτίο, είναι μέλος του συνόλου ENTITIES και συμβολίζεται ως "*e*". Για κάθε διαφορετική κατηγορία οντοτήτων, ορίζονται διαφορετικά υποσύνολα. Το υποσύνολο GENERATING_ENTITIES του συνόλου ENTITIES περιλαμβάνει τις μονάδες παραγωγής (θερμικές και υδροηλεκτρικές) και τις (φανταστικές) οντότητες εισαγωγών. Αυτό το υποσύνολο συμβολίζεται ως "*ge*". Ανάμεσα σε αυτές τις οντότητες παραγωγής το υποσύνολο COMMITED_ENTITIES, το οποίο συμβολίζεται ως "*ce*", αντιπροσωπεύει τις μονάδες παραγωγής που έχουν ενταχθεί από τη λειτουργία του ΗΕΠ. Αυτό το υποσύνολο αντιπροσωπεύει τις μονάδες που θα κατανεμηθούν σε πραγματικό χρόνο (ΚΠΧ). Οι μη ενταγμένες μονάδες αντιπροσωπεύονται από το σύνολο NONCOMMITED_ENTITIES το οποίο συμβολίζεται ως "*nce*". Το υποσύνολο LOADS περιλαμβάνει όλες τις οντότητες φορτίου, συμπεριλαμβανομένων των αντλητικών μονάδων, και τις φανταστικές οντότητες των εξαγωγών. Τι υποσύνολο αυτό συμβολίζεται ως "*ld*".

Σημείωση: Το σύστημα της αγοράς δέχεται μία προσφορά από κάθε Συμμετέχοντα για εισαγωγές/εξαγωγές ανά διασύνδεση. Κατά συνέπεια, μία προσφορά (μία οντότητα) εισάγεται για κάθε Συμμετέχοντα και για κάθε διασύνδεση.

Ι.3.1.2 Βαθμίδες

Οι βαθμίδες παριστάνονται από το σύνολο BLOCKS και συμβολίζονται ως "*b*". Κάθε βαθμίδα σχετίζεται με μία χρονική περίοδο (δηλαδή μία βαθμίδα έχει ισχύ κατά τη διάρκεια μίας συγκεκριμένης χρονικής περιόδου και μόνο).

Ι.3.1.3 Περίοδοι

Οι ΠΕΡΙΟΔΟΙ είναι σύνολα χρονικών διαστημάτων και συμβολίζονται ως "*p*". Το σύνολο αυτό περιλαμβάνει όλα τα χρονικά διαστήματα της περιόδου της μελέτης. Αυτά είναι, τυπικά, 60-λεπτες περίοδοι εμπορίας.

Ι.3.1.4 Λειτουργικές Ζώνες

Οι Λειτουργικές ζώνες, οι οποίες παριστάνονται από το σύνολο ZONES και συμβολίζονται ως "*z*", είναι γεωγραφικές περιοχές της Ελλάδας. Κάθε οντότητα πρέπει να ανήκει σε μία και μόνο μία ζώνη. Διαζωνικοί διάδρομοι (corridors) μπορούν να ορίζονται ανάμεσα στις ζώνες.

Ι.3.1.5 Σημεία Μέτρησης

Τα σημεία μέτρησης, τα οποία παριστάνονται από το σύνολο METERINGPOINTS και συμβολίζονται με "*mtgp*", είναι τα σημεία μέτρησης στα οποία αντιστοιχεί ο ΣΚΜΙ. Κάθε οντότητα ανήκει σε ένα και μόνο ένα σημείο μέτρησης.

I.3.1.6 Διαζωνικοί Διάδρομοι

Οι διαζωνικοί διάδρομοι, οι οποίοι αντιπροσωπεύονται από το σύνολο FLOWGATES και συμβολίζονται με "*fg*", ορίζουν τα σημεία σύνδεσης μεταξύ των εσωτερικών λειτουργικών ζωνών. Κάθε διαζωνικός διάδρομος έχει διπλή κατεύθυνση. Οι ροές σε κάθε διαζωνικό διάδρομο υπολογίζονται με τη χρήση των ΣΚΜΙ (Συντελεστών Κατανομής Μεταφερόμενης Ισχύος) ή, στην περίπτωση των δύο λειτουργικών ζωνών, από το "διαζωνικό μοντέλο μεταφοράς".

I.3.2 Διατύπωση των Περιορισμών του Προβλήματος Βελτιστοποίησης

Η επίλυση της αγοράς διατυπώνεται σαν ένα πρόβλημα βελτιστοποίησης με ορισμένους περιορισμών. Το πρόβλημα περιγράφεται από μία αντικειμενική συνάρτηση και ένα σύνολο περιορισμών (ισοτικών και ανισοτικών).

I.3.2.1 Γενικό Πλαίσιο

Ο Μηχανισμός Επίλυσης του ΗΕΠ (μοντέλο UC) διατυπώνει το πρόβλημα της επίλυσης των προσφορών για τη φυσική αγορά σαν ένα πρόβλημα βελτιστοποίησης το οποίο αποτελείται από μία αντικειμενική συνάρτηση, ένα σύνολο μεταβλητών απόφασης, και ένα σύνολο από περιορισμούς ισοτήτων και ανισοτήτων.

Το μοντέλο UC προσδιορίζει την ένταξη των μονάδων βάσει της αγοράς. Σαν αποτέλεσμα, το μοντέλο UC περιλαμβάνει μερικές δυαδικές μεταβλητές που συνδέονται με τις αποφάσεις ένταξης των μονάδων (0: η μονάδα είναι εκτός, 1: η μονάδα είναι εντός). Το προκύπτον πρόβλημα του μοντέλου UC είναι ένα πρόβλημα Μικτού Ακέραιου Προγραμματισμού (MIP : Mixed Integer Programming).

Ο Μηχανισμός Επίλυσης παρέχει ένα συστηματικό τρόπο για την αντιμετώπιση προβλημάτων που ενδεχομένως δεν μπορούν να επιλυθούν χωρίς την παραβίαση κάποιων περιορισμών. Αυτό επιτυγχάνεται μέσω της χρήσης μίας μεθόδου Προγραμματισμού Στόχου (GP – Goal Programming) στην οποία μεταβλητές "χαλάρωσης" (slack variables), με σχετικά υψηλές τιμές ποινών, χρησιμοποιούνται για να "χαλαρώσουν" σημαντικούς περιορισμούς του συστήματος υπό έναν συστηματικό τρόπο. Για παράδειγμα, ο περιορισμός του Ισοζυγίου Ενέργειας έχει μεταβλητές χαλάρωσης για την περίσσεια και την έλλειψη παραγωγής. Κάθε μία από αυτές έχει μία αντίστοιχη τιμή ποινής. Αν οι πηγές παραγωγής είναι ανεπαρκείς για να ικανοποιηθεί ο περιορισμός που θέτει η ζήτηση, τότε η μεταβλητή του ελλείμματος παραγωγής παρέχει τις απαιτούμενες MWh στην τιμή του ελλείμματος παραγωγής. Οι περιορισμοί των ισοτήτων έχουν επίσης μεταβλητές χαλάρωσης για την περίσσεια και την έλλειψη. Οι περιορισμοί που θέτουν άνω ή κάτω όρια έχουν επίσης μία μεταβλητή χαλάρωσης έλλειψης ή περίσσειας.

Με την ολοκλήρωση της εκτέλεσης, η εφαρμογή ελέγχει όλες τις μεταβλητές χαλάρωσης για μη μηδενικές τιμές. Αν βρεθούν τέτοιες τιμές, ενεργοποιείται η σημαία λάθους και εμφανίζεται ένα μήνυμα σφάλματος στην οθόνη του χειριστή.

Το σχετικό μέγεθος των τιμών ποινής καθορίζει την σειρά με την οποία χαλαρώνουν οι περιορισμοί. Αν οι τιμές για δύο ή περισσότερες μεταβλητές είναι ταυτόσημες, τότε δεν είναι δυνατό να προβλεφθεί ποια από τις δύο θα παραβιαστεί.

I.3.2.2 Μοντέλο UC

Το μοντέλο UC εφαρμόζεται για τη λειτουργία του Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού.

I.3.2.2.1 Αντικειμενική Συνάρτηση

Η αντικειμενική συνάρτηση του μοντέλου επίλυσης της αγοράς περιγράφεται ως εξής:

$$Min(GenerationCost + StartUpCost + ShutDownCost - LoadRevenue + ReserveCost + PenaltyCost) \quad (1)$$

Όπου

GenerationCost είναι μία μεταβλητή που παριστάνει το κόστος παραγωγής από τις προσφορές έγχυσης στο "Σημείο Αγοράς" (σημείο έγχυσης ή pool), εκφράζεται σε €, για όλο το σύστημα και όλες τις περιόδους. Οι προσφορές έγχυσης στο σημείο της οντότητας (F(EntityMW, Price)) διορθώνονται σύμφωνα με την §I.3.2.2.16 προκειμένου να αντανακλούν προσφορές έγχυσης στο "Σημείο Αγοράς" (σημείο έγχυσης) (F(EntityInj, Price)). Όπως φαίνεται, διορθώνεται μόνο η ποσότητα με το συντελεστή απωλειών παραγωγής, ενώ η τιμή παραμένει η ίδια.

StartUpCost είναι μία μεταβλητή που παριστάνει το κόστος εκκίνησης της μονάδας για το συνολικό σύστημα και όλες τις περιόδους. Εκφράζεται σε €.

ShutDownCost είναι μία μεταβλητή που παριστάνει το κόστος σβέσης, εκφράζεται σε €, για το συνολικό σύστημα και όλες τις περιόδους. Αυτό είναι το κόστος που αναμένεται σε μία πιθανή εκκίνηση της μονάδας μετά από μία σβέση της. Χρησιμοποιείται γιατί το μοντέλο UC είναι γενικά πιο βέλτιστο όταν επιλύεται για μία μεγαλύτερη περίοδο (περίπου 7 ημέρες) ενώ όταν επιλύεται για 1 ημέρα μπορεί να έχει σαν αποτέλεσμα την απένταξη μερικών θερμικών μονάδων με υψηλά κόστη εκκίνησης. Κατά συνέπεια, και προκειμένου να διορθωθούν οι επιδράσεις αυτού του προβλήματος, λαμβάνεται ένα κόστος σβέσης που αντικαθιστά ένα κόστος εκκίνησης στο μέλλον. Αυτό το κόστος σβέσης είναι το ισοδύναμο ενός κόστους εκκίνησης από ενδιάμεση κατάσταση.

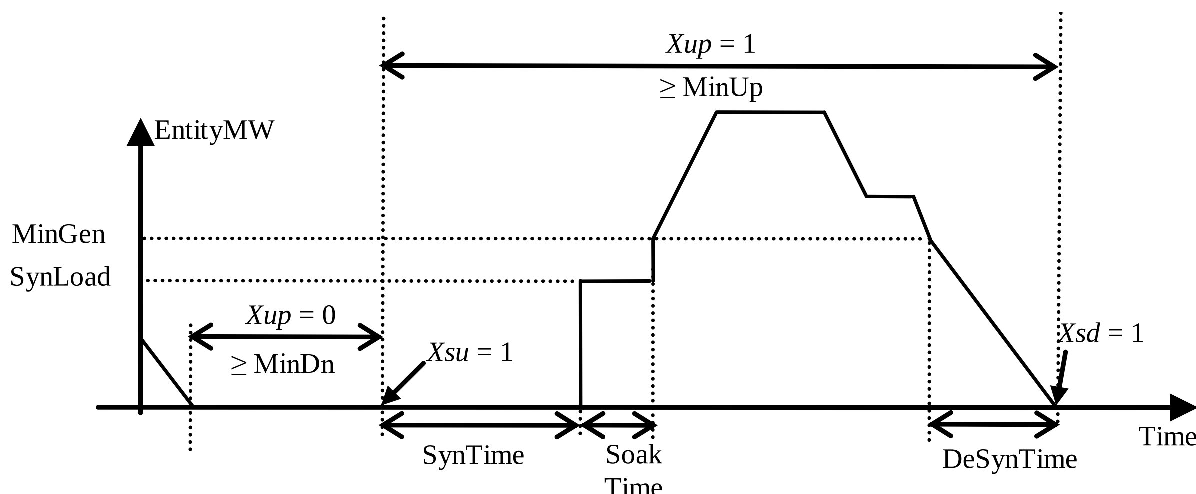
LoadRevenue είναι μία μεταβλητή που παριστάνει τα έσοδα των φορτίων από τις τιμολογούμενες δηλώσεις φορτίου (κατανεμόμενο φορτίο, αντλήσεις και εξαγωγές) στο "Σημείο Αγοράς" (σημείο απορρόφησης ή pool), εκφράζεται σε €, για το συνολικό σύστημα και όλες τις περιόδους. Οι τιμολογούμενες δηλώσεις φορτίου στο σημείο οντότητας (F(EntityMW, Price)) διορθώνονται προκειμένου να αντανακλούν τιμολογούμενες δηλώσεις φορτίου στο "Σημείο Αγοράς" (σημείο απορρόφησης) (F(EntityWdr, Price)). Όπως φαίνεται, διορθώνεται μόνο η ποσότητα με το συντελεστή απωλειών φορτίου, ενώ η τιμή παραμένει η ίδια.

ReserveCost είναι μία μεταβλητή που παριστάνει το κόστος των εφεδρειών από τις σχετικές προσφορές, εκφράζεται σε €, για το συνολικό σύστημα και όλες τις περιόδους.

PenaltyCost είναι μία μεταβλητή που παριστάνει το εικονικό κόστος, εκφρασμένο σε σε €, για το συνολικό σύστημα και όλες τις περιόδους, το οποίο οφείλεται στην παραβίαση των περιορισμών όταν το πρόβλημα δεν έχει λύση.

I.3.2.2.2 Μοντέλο Εκκίνησης και Σβέσης

Το μοντέλο εκκίνησης και σβέσης περιγράφει τη λογική που χρησιμοποιεί το μοντέλο UC για την μοντελοποίηση των φάσεων εκκίνησης και σβέσης. Το ΣΧΗΜΑ 25 δείχνει σχηματικά τη λογική που ακολουθείται, η οποία αναλύεται λεπτομερώς στις επόμενες παραγράφους:



ΣΧΗΜΑ 25: Μοντελοποίηση Διαδικασίας Εκκίνησης - Σβέσης

Η φάση εκκίνησης μπορεί να αναλυθεί σε δύο επιμέρους φάσεις:

- Φάση Συγχρονισμού. Χρειάζεται συγκεκριμένος χρόνος προκειμένου η οντότητα να συγχρονιστεί με το σύστημα. Κατά τη διάρκεια αυτής της περιόδου, η έγχυση της οντότητας στο σύστημα είναι μηδενική.
- Φάση παραμονής στο ενδιάμεσο φορτίο στην οποία το πρόγραμμα παραγωγής της μονάδας θεωρείται σταθερό στο φορτίο συγχρονισμού.

Το μοντέλο σβέσης περιγράφει τη λειτουργία της οντότητας από την ελάχιστη παραγωγή έως τον αποσυγχρονισμό. Το πρόγραμμα αυτό χρησιμοποιείται όταν μία μονάδα απεντάσσεται. Θεωρείται ότι η μονάδα είναι στο ελάχιστο οικονομικό όριο λειτουργίας στην αρχή της ώρας σβέσης και μεταβάλλει την παραγωγή της γραμμικά προς τα κάτω και έως το μηδέν κατά τη διάρκεια του χρόνου αποσυγχρονισμού. Οι μεταβλητές που σχετίζονται με τη φάση εκκίνησης, την ενδιάμεση φάση και τη φάση αποσυγχρονισμού μίας μονάδας είναι οι εξής:

HotToWarmTime	είναι ο αριθμός των ωρών που χρειάζεται η μονάδα για να μεταβεί από την θερμή στην ενδιάμεση κατάσταση.
WarmToColdTime	είναι ο αριθμός των ωρών που χρειάζεται η μονάδα για να μεταβεί από την ενδιάμεση στην ψυχρή κατάσταση.
Xsd	είναι μία δυαδική μεταβλητή η οποία υποδηλώνει ποτέ μία οντότητα τερματίζει μία φάση σβέσης.
Xsu	είναι μία δυαδική μεταβλητή η οποία υποδηλώνει ποτέ μία οντότητα αρχίζει μία φάση εκκίνησης.

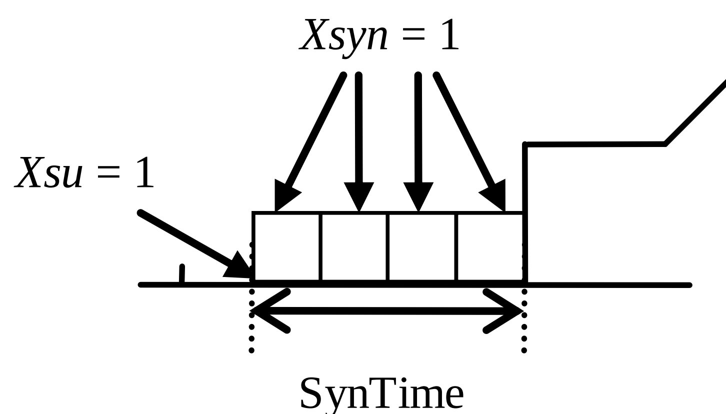
Xhotsu, Xwarmsu και Xcoldsu είναι δυαδικές μεταβλητές που υποδηλώνουν πότε μία οντότητα αρχίζει μία φάση εκκίνησης από θερμή, ενδιάμεση και ψυχρή κατάσταση, αντίστοιχα.

Xhotsyn, Xwarmsyn και Xcoldsyn είναι δυαδικές μεταβλητές που υποδηλώνουν πότε μία οντότητα είναι σε φάση συγχρονισμού από θερμή, ενδιάμεση και ψυχρή κατάσταση, αντίστοιχα.

HotSynTime είναι ο αριθμός των ωρών που χρειάζεται η μονάδα για να συγχρονίσει από θερμή κατάσταση.

WarmSynTime είναι ο αριθμός των ωρών που χρειάζεται η μονάδα για να συγχρονίσει από ενδιάμεση κατάσταση.

ColdSynTime είναι ο αριθμός των ωρών που χρειάζεται η μονάδα για να συγχρονίσει από ψυχρή κατάσταση.



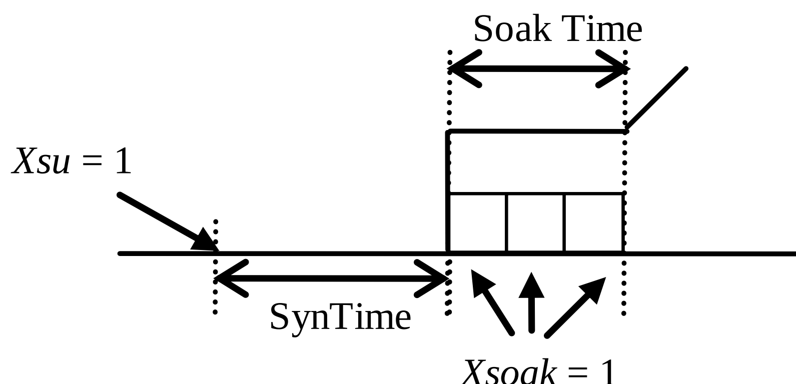
ΣΧΗΜΑ 26: Μοντελοποίηση Διαδικασίας Συγχρονισμού

Xsoak είναι μία δυαδική μεταβλητή η οποία υποδηλώνει αν μία οντότητα βρίσκεται σε φάση παραμονής σε ενδιάμεσο φορτίο.

HotSoakTime είναι ο αριθμός των ωρών που χρειάζεται να παραμείνει στην ενδιάμεση φάση μία μονάδα που βρίσκεται σε θερμή κατάσταση.

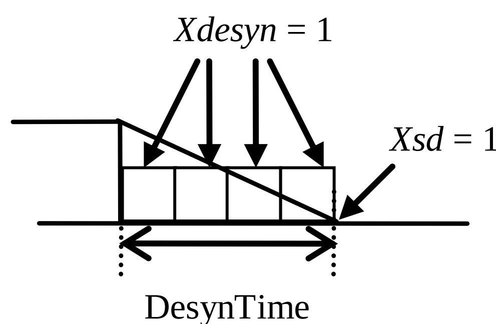
WarmSoakTime είναι ο αριθμός των ωρών που χρειάζεται να παραμείνει στην ενδιάμεση φάση μία μονάδα που βρίσκεται σε ενδιάμεση κατάσταση.

ColdSoakTime είναι ο αριθμός των ωρών που χρειάζεται να παραμείνει στην ενδιάμεση φάση μία μονάδα που βρίσκεται σε ψυχρή κατάσταση.



ΣΧΗΜΑ 27: Μοντελοποίηση Ενδιάμεσης Φάσης

DesynTime	είναι ο αριθμός των ωρών που χρειάζεται μία μονάδα για να αποσυγχρονίσει.
Xdesyn	είναι μία δυαδική μεταβλητή η οποία υποδηλώνει αν μία οντότητα βρίσκεται σε φάση αποσυγχρονισμού.



ΣΧΗΜΑ 28: Μοντελοποίηση Διαδικασίας Αποσυγχρονισμού

Xup	είναι μία δυαδική μεταβλητή η οποία υποδηλώνει πότε μία οντότητα είναι ενταγμένη (on).
Xsu	είναι μία δυαδική μεταβλητή η οποία υποδηλώνει πότε μία οντότητα αρχίζει μία φάση εκκίνησης.
Xsd	είναι μία δυαδική μεταβλητή η οποία υποδηλώνει πότε μία οντότητα τερματίζει μία φάση σβέσης.
Xdisp	είναι μία δυαδική μεταβλητή η οποία υποδηλώνει πότε μία οντότητα είναι σε φάση κατανομής.

I.3.2.2.3 Όρια Παραγωγής Οντότητας

Οι ακόλουθοι περιορισμοί προσδιορίζουν τα όρια παραγωγής μίας οντότητας λαμβάνοντας υπόψη τις τέσσερις φάσεις (συγχρονισμού, ενδιάμεσης κατάστασης, κατανομής και από-συγχρονισμού). Στις φά-

σεις συγχρονισμού, ενδιάμεσης κατάστασης και αποσυγχρονισμού, τα μέγιστα και τα ελάχιστα όρια παίρνουν την ίδια τιμή γεγονός που επιβάλλει το πρόγραμμα της οντότητας να παραμένει σταθερό σε αυτή την τιμή.

Κατά συνέπεια, το κατώτερο όριο λειτουργίας μίας οντότητας μπορεί να γραφεί ως εξής:

$$EntityMw(e,p) - EntitySecRsvDnMW(e,p) + EntityDeficitMW(e,p) \geq$$
$$\left\{ \begin{array}{l} Xsyn(e,p)\cdot 0 + Xsoak(e,p)\cdot SynLoad(e) \\ + \sum_{t=p}^{p+DesynTime(e)-1} Xsd(e,t)\cdot(t-p)\dfrac{MinMW(e)}{DesynTime(e)} \end{array} \right\} \quad \text{Start-up and shut-down phases}$$
$$+\left(Xdisp(e,p) - XupAGC(e,p)\right)\cdot MinMw(e,p) + XupAGC(e,p)\cdot MinAGC(e) \qquad (2)$$

Το ανώτερο όριο λειτουργίας μίας οντότητας φαίνεται παρακάτω:

$$EntityMw(e,p) + EntityPrimRsvMW(e,p) + EntitySecRsvUpMW(e,p)$$
$$+EntitySpTerRsvMW(e,p) - EntitySurplusMW(e,p) \leq$$
$$\left\{ \begin{array}{l} Xsyn(e,p)\cdot 0 + Xsoak(e,p)\cdot SynLoad(e) + \\ \sum_{t=p}^{p+DesynTime(e)-1} Xsd(e,t)\cdot(t-p)\dfrac{MinMW(e)}{DesynTime(e)} \end{array} \right\} \quad \text{Start-up and shut-down phases}$$
$$+Xdisp(e,p)\cdot MaxMw(e,p) \qquad (3)$$

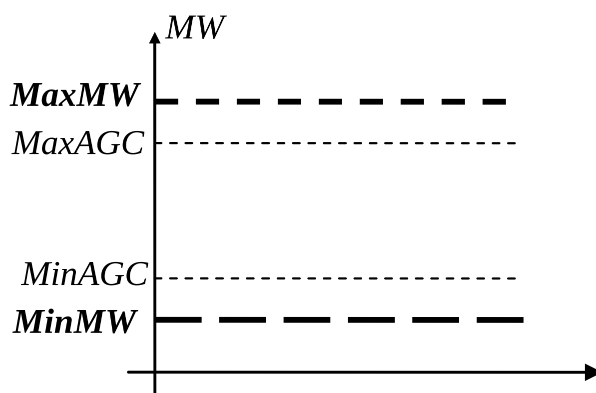
$$EntityMw(e,p) + EntitySecRsvUpMW(e,p) - EntitySurplusMW(e,p) \leq$$
$$\left\{ \begin{array}{l} Xsyn(e,p)\cdot 0 + Xsoak(e,p)\cdot SynLoad(e) + \\ \sum_{t=p}^{p+DesynTime(e)-1} Xsd(e,t)\cdot(t-p)\dfrac{MinMW(e)}{DesynTime(e)} \end{array} \right\} \quad \text{Start-up and shut-down phases}$$
$$+\left(Xdisp(e,p) - XupAGC(e,p)\right)\cdot MaxMw(e,p) + XupAGC(e,p)\cdot MaxAGC(e) \qquad (4)$$

Όπου

EntityMW(e,p)	είναι μία μεταβλητή που παριστάνει το επίπεδο παραγωγής ή φορτίου μίας οντότητας e για την περίοδο p. Εκφράζεται σε MW.
EntityPrimRsvMW(e,p)	είναι μία μεταβλητή που παριστάνει την συνεισφορά πρωτεύουσας εφεδρείας μίας οντότητας e για την περίοδο p. Εκφράζεται σε MW.
EntitySecRsvUpMW(e,p)	είναι μία μεταβλητή που παριστάνει την προς τα πάνω συνεισφορά δευτερεύουσας εφεδρείας μίας οντότητας e για την περίοδο p. Εκφράζεται σε MW.
EntitySecRsvDnMW(e,p)	είναι μία μεταβλητή που παριστάνει την προς τα κάτω συνεισφορά δευτερεύουσας εφεδρείας μίας οντότητας e για την περίοδο p. Εκφράζεται σε MW.
EntitySpTerRsvMW(e,p)	είναι μία μεταβλητή που παριστάνει την συνεισφορά σε στρεφομένη τριτεύουσα εφεδρεία μίας οντότητας e για την περίοδο p. Εκφράζεται σε MW.
SynLoad(e)	είναι το φορτίο συγχρονισμού για την οντότητα e.

MinMW(e,p)	είναι μία παράμετρος που παριστάνει το ελάχιστο κατανεμόμενο επίπεδο παραγωγής ή φορτίου για την οντότητα e, την περίοδο p. Εκφράζεται σε MW.
MaxMW(e,p)	είναι μία παράμετρος που παριστάνει το μέγιστο κατανεμόμενο επίπεδο παραγωγής ή φορτίου για την οντότητα e, την περίοδο p. Εκφράζεται σε MW.
MinAGC(e,p)	είναι η τεχνικά ελάχιστη παραγωγή σε λειτουργία ΑΡΠ, για την οντότητα e, την περίοδο p. Εκφράζεται σε MW.
MaxAGC(e,p)	είναι η τεχνικά μέγιστη παραγωγή σε λειτουργία ΑΡΠ, για την οντότητα e για την περίοδο p. Εκφράζεται σε MW.
XupAGC	είναι μία δυαδική μεταβλητή η οποία υποδηλώνει αν μία μονάδα είναι σε λειτουργία ΑΡΠ.

Για τις οντότητες παραγωγής οι οποίες δεν μπορούν να παρέχουν μία ή περισσότερες κατηγορίες εφεδρειών, η συνεισφορά τους στην εφεδρεία που δεν μπορούν να παρέχουν τίθεται υποχρεωτικά ίση με μηδέν MW. Το επόμενο σχήμα δείχνει τα διαφορετικά όρια της μονάδας που περιγράφηκαν παραπάνω.



ΣΧΗΜΑ 29: Όρια παραγωγής μονάδας

Οι περιορισμοί (2), (3) και (4) παριστάνουν ένα γενικευμένο μοντέλο και για τις δύο καταστάσεις, ανάλογα με το αν η μονάδα είναι σε λειτουργία ΑΡΠ ή όχι, και λαμβάνουν υπόψη το γεγονός ότι *MinAGC* > *MinMW* και *MaxAGC* < *MaxMW*.

Επιπλέον του προηγούμενου περιορισμού, πρέπει να εξασφαλισθεί ότι η μονάδα είναι σε θέση να λειτουργήσει σε ΑΡΠ (*XupAGC* = 1) μόνο όταν είναι ήδη σε κατάσταση κατανομής (*Xdisp* = 1). Αυτό εκφράζεται με τον επόμενο περιορισμό:

$$XupAGC(e,p) \leq Xdisp(e,p) \qquad (5)$$

Ι.3.2.2.4 <u>Συνεισφορά Οντοτήτων στις Εφεδρείες</u>

Σημειώνεται ότι, για όλες τις οντότητες φορτίου, οι μεταβλητές των εφεδρειών τίθενται υποχρεωτικά στα μηδέν MW (καμία συνεισφορά από τις οντότητες φορτίου σε καμία εφεδρεία). Επίσης, λαμβάνεται υπόψη το γεγονός ότι οι οντότητες δεν συνεισφέρουν στις εφεδρείες κατά τη διάρκεια της φάσης εκκίνησης

(φάσεις συγχρονισμού και παραμονής στο ενδιάμεσο φορτίο) και της φάσης σβέσης (από-συγχρονισμού). Αυτό εκφράζεται μέσω της εισαγωγής της μεταβλητής κατάστασης *Xdisp* και της μεταβλητής κατάστασης ΑΡΠ *XupAGC* όπως φαίνεται παρακάτω:

Η συνεισφορά της οντότητας σε μία εφεδρεία πρέπει να είναι μικρότερη ή ίση με την μέγιστη συνεισφορά εφεδρείας:

$$EntityPrimRsvMW(e,p) \leq Xdisp(e,p) \cdot MaxPrimRsvMW(e,p) \quad (6)$$

Όπου

MaxPrimRsvMW(e,p) είναι μία παράμετρος, σε MW, που παριστάνει τη μέγιστη συνεισφορά στην πρωτεύουσα εφεδρεία η οποία αντιστοιχεί στο μέγιστο της προσφοράς πρωτεύουσας εφεδρείας (προσφορά μίας βαθμίδας), για την οντότητα e, και την περίοδο p.

$$\left(EntitySecRsvUpMW(e,p) + EntitySecRsvDnMW(e,p)\right) \leq XupAGC(e,p) \cdot MaxSecRsvMW(e,p) \quad (7)$$

Όπου

MaxSecRsvMW(e,p) είναι μία παράμετρος, σε MW, που παριστάνει τη μέγιστη συνεισφορά στη δευτερεύουσα εφεδρεία η οποία αντιστοιχεί στο μέγιστο της προσφοράς δευτερεύουσας εφεδρείας (προσφορά μίας βαθμίδας), για την οντότητα e, και την περίοδο p.

Η τριτεύουσα εφεδρεία περιλαμβάνει όλες τις στρεφόμενες και μη στρεφόμενες μονάδες.

Η συνεισφορά στην στρεφόμενη τριτεύουσα εφεδρεία περιορίζεται από την μέγιστη ικανότητα παροχής τριτεύουσας εφεδρείας όπως περιγράφεται παρακάτω:

$$EntitySpTerRsvMW(e,p) \leq Xdisp(e,p) \cdot MaxSpTerRsvMW(e,p) \quad (8)$$

Όπου

EntitySpTerRsvMW(e,p) είναι μία μεταβλητή που παριστάνει τη συνεισφορά τριτεύουσας εφεδρείας από την οντότητα *e* για την περίοδο *p*. Εκφράζεται σε MW.

MaxSpTerRsvMW(e,p) είναι μία παράμετρος που παριστάνει τη μέγιστη συνεισφορά τριτεύουσας εφεδρείας από την οντότητα *e* για την περίοδο *p*. Εκφράζεται σε MW.

Xdisp(e,p) είναι μία δυαδική μεταβλητή που υποδηλώνει αν η οντότητα e είναι σε φάση κατανομής για την περίοδο *p*.

Μερικές οντότητες μπορούν να προσφέρουν τριτεύουσα εφεδρεία ακόμα και όταν είναι εκτός λειτουργίας (off-line). Αυτό αντιπροσωπεύει τη μη στρεφόμενη τριτεύουσα εφεδρεία και αφορά ιδιαίτερα τις γρήγορες αιχμιακές μονάδες και τις υδροηλεκτρικές μονάδες. Κατά συνέπεια, οι υδροηλεκτρικές μονάδες και οι γρήγορες αιχμιακές μονάδες λαμβάνονται αυτομάτως υπόψη στη συνεισφορά μη στρεφόμενης τριτεύουσας εφεδρείας χωρίς να υπάρχει ανάγκη να έχουν οριστεί βαθμίδες και τιμές για αυτές τις μονάδες.

Η συνεισφορά μίας μονάδας στη μη στρεφόμενη τριτεύουσα εφεδρεία περιορίζεται από μία μέγιστη ικανότητα παροχής τριτεύουσας εφεδρείας καθώς επίσης και από την ελάχιστη παραγωγή της οντότητας, σαν ένα κατώτερο όριο, όπως φαίνεται παρακάτω:

$$EntityNSpTerRsvMW(e,p) \leq XNSpTer(e,p) \cdot MaxNSpTerRsvMW(e,p) \quad (9)$$

$$EntityNSpTerRsvMW(e,p) \geq XNSpTer(e,p) \cdot MinMW(e,p) \quad (10)$$

$$XNSpTer(e,p) \leq 1 - Xup(e,p) \quad (11)$$

Όπου

EntityNSpTerRsvMW(e,p) είναι μία μεταβλητή που παριστάνει τη συνεισφορά μη στρεφόμενης τριτεύουσας εφεδρείας από την οντότητα *nce* για την περίοδο *p*. Εκφράζεται σε MW.

MaxNSpTerRsvMW(e,p) είναι μία παράμετρος, σε MW, που παριστάνει την μέγιστη συνεισφορά μη στρεφόμενης τριτεύουσας εφεδρείας από την οντότητα *nce* για την περίοδο *p*. Για τις γρήγορες αιχμιακές και τις υδροηλεκτρικές μονάδες, η *MaxNSpTerRsvMW(e,p)* είναι ίση με τη μέγιστη στάθμη κατανεμόμενης παραγωγής της οντότητας.

XNSpTer(e,p) είναι μία δυαδική μεταβλητή που υποδηλώνει αν η οντότητα *e* παρέχει μη στρεφόμενη τριτεύουσα εφεδρείας στην περίοδο *p*.

Λαμβάνοντας υπόψη τις συνεισφορές τόσο σε στρεφόμενη όσο και σε μη στρεφόμενη τριτεύουσα εφεδρεία, η συνολική συνεισφορά τριτεύουσας εφεδρείας μπορεί να εκφραστεί ως εξής:

$$EntityTerRsvMW(e,p) = EntitySpTerRsvMW(e,p) + EntityNSpTerRsvMW(e,p) \quad (12)$$

Όπου

EntityTerRsvMW(e,p) είναι μία μεταβλητή που παριστάνει τη συνεισφορά της οντότητας e σε τριτεύουσα εφεδρεία (στρεφόμενη και μη στρεφόμενη), για την περίοδο p. Εκφράζεται σε MW.

I.3.2.2.5 Περιορισμοί Ελάχιστου Χρόνου Λειτουργίας και Ελάχιστου Χρόνου Κράτησης

Προκειμένου να ικανοποιηθεί η απαίτηση του ελάχιστου αριθμού ωρών για τις οποίες η μονάδα πρέπει υποχρεωτικά να παραμείνει ενταγμένη πριν να είναι σε θέση να απενταχθεί, καθώς και η απαίτηση ελάχιστου αριθμού ωρών για τις οποίες η μονάδα πρέπει υποχρεωτικά να παραμείνει απενταγμένη πριν να είναι σε θέση να ενταχθεί ξανά, λαμβάνονται οι ακόλουθοι περιορισμούς:

$$\sum_{t=p-MinUp(e)+1}^{t=p-1} Xsu(e,t) \leq Xup(e,p) \quad (13)$$

$$\sum_{t=p+1}^{t=p+MinDn(e)} Xsu(e,t) \leq 1 - Xup(e,p) \quad (14)$$

Όπου

MinUp(e) είναι ο ελάχιστος αριθμός ωρών για τις οποίες η μονάδα e πρέπει να ενταχθεί προτού να είναι σε θέση να απενταχθεί.

MinDn(e) είναι ο ελάχιστος αριθμός ωρών για τις οποίες η μονάδα e πρέπει να παραμείνει απενταγμένη προτού να είναι σε θέση να ενταχθεί ξανά.

I.3.2.2.6 Κόστος Παραγωγής

Το κόστος παραγωγής περιλαμβάνει τιμολογούμενες προσφορές έγχυσης για την παραγωγή και την εισαγωγή ενέργειας. Οι τιμολογούμενες προσφορές των μονάδων περιλαμβάνουν το τιμολογούμενο μέρος των προσφορών των θερμικών και υδροηλεκτρικών μονάδων (δηλαδή εξαιρείται η υποχρεωτική παραγωγή από τα υδροηλεκτρικά). Το κόστος παραγωγής εκφράζεται ως εξής:

$$GenerationCost = \sum_{ge,p}\left(1-GLF(ge)\right)\cdot\left(\sum_{b\in Blocks}\left(BlockClearedMW(ge,b,p).BlockPrice(ge,b,p)\right)\right).D \quad (15)$$

Όπου

BlockClearedMW(ge,b,p) είναι μία μεταβλητή που παριστάνει την ποσότητα της ισχύος που εκκαθαρίζεται για την οντότητα παραγωγής ge, τη βαθμίδα b, και την περίοδο p. Εκφράζεται σε MW.

BlockPrice(ge,b,p) είναι μία παράμετρος που παριστάνει την τιμή ενέργειας για την οντότητα παραγωγής ge, τη βαθμίδα b, και την περίοδο p. Εκφράζεται σε €/MWh.

GLF(ge) είναι μία αδιάστατη παράμετρος που παριστάνει τον συντελεστή απωλειών παραγωγής για την οντότητα ge.

D είναι η διάρκεια της περιόδου και εκφράζεται σε ώρες. Για τον ΗΕΠ, το ΠΚ και τη μεθοδολογία υπολογισμού ΟΤΑ, αυτή η παράμετρος τίθεται ίση με 1.

I.3.2.2.7 Κόστος Εκκίνησης

Το κόστος εκκίνησης εκφράζεται ως εξής:

$$\begin{aligned} StartUpCost = & \sum_{ge,p}\left(Xhotsu(ge,p).HotSUCost(ge)\right) \\ & + \sum_{ge,p}\left(Xwarmsu(ge,p).WarmSUCost(ge)\right) \\ & + \sum_{ge,p}\left(Xcoldsu(ge,p).ColdSUCost(ge)\right) \end{aligned} \quad (16)$$

Όπου

Xhotsu(ge,p) είναι μία δυαδική μεταβλητή που παριστάνει μία απόφαση εκκίνησης από θερμή κατάσταση, για την οντότητα παραγωγής ge, στην περίοδο p.

HotSUCost(ge) είναι μία παράμετρος, σε €, που παριστάνει το κόστος εκκίνησης από θερμή κατάσταση για την οντότητα παραγωγής ge.

Xwarmsu(ge,p) είναι μία δυαδική μεταβλητή που παριστάνει μία απόφαση εκκίνησης από ενδιάμεση κατάσταση, για την οντότητα παραγωγής ge, στην περίοδο p.

WarmSUCost(ge) είναι μία παράμετρος, σε €, που παριστάνει το κόστος εκκίνησης από ενδιάμεση κατάσταση για την οντότητα παραγωγής ge.

Xcoldsu(ge,p) είναι μία δυαδική μεταβλητή που παριστάνει μία απόφαση εκκίνησης από ψυχρή κατάσταση, για την οντότητα παραγωγής ge, στην περίοδο p.

ColdSUCost(ge) είναι μία παράμετρος, σε €, που παριστάνει το κόστος εκκίνησης από ψυχρή κατάσταση για την οντότητα παραγωγής ge.

I.3.2.2.8 Κόστος Σβέσης

Όπως προαναφέρθηκε, το κόστος σβέσης λαμβάνεται ίσο με το κόστος εκκίνησης από ενδιάμεση κατάσταση. Κατά συνέπεια, το κόστος σβέσης μπορεί να εκφραστεί ως εξής:

$$ShutDownCost = \sum_{ge,p}\left(Xsd(ge,p).EntitySDCost(ge)\right) \quad (17)$$

Όπου

Xsd(ge,p) είναι μία δυαδική μεταβλητή που παριστάνει μία απόφαση σβέσης, για την οντότητα παραγωγής ge, στην περίοδο p.

EntitySDCost(ge) είναι μία παράμετρος, σε €, που παριστάνει το κόστος εκκίνησης για την οντότητα παραγωγής ge.

I.3.2.2.9 Πλεόνασμα καταναλωτών

Το πλεόνασμα των καταναλωτών από τη χρήση της ενέργειας υπολογίζεται ως το έσοδο από όλα τα κατανεμόμενα φορτία συμπεριλαμβανομένων αυτών που χρησιμοποιούνται για την μοντελοποίηση των εξαγωγών και των αντλητικών φορτίων. Το πλεόνασμα των καταναλωτών περιγράφεται ως εξής:

$$LoadRevenue = \sum_{ld,p}(1+LLF(ld))\cdot\left(\sum_{b\in Blocks}(LoadBlockMW(ld,b,p).BlockPrice(ld,b,p))\right).D \quad (18)$$

Όπου

LoadBlockMW(ld,b,p) είναι μία μεταβλητή που παριστάνει την ποσότητα φορτίου που εκκαθαρίζεται από τη βαθμίδα b της οντότητας φορτίου ld στην περίοδο p, και εκφράζεται σε MW.

BlockPrice(ld,b,p) είναι μία παράμετρος, σε €/MWh, που παριστάνει την τιμή φορτίου για την οντότητα φορτίου ld, τη βαθμίδα b, και την περίοδο p.

LLF(ld) είναι μία αδιάστατη παράμετρος που παριστάνει το συντελεστή απωλειών φορτιού για την οντότητα φορτίου ld.

I.3.2.2.10 Κόστος Εφεδρειών

Το κόστος εφεδρειών περιλαμβάνει μόνο το κόστος πρωτεύουσας και δευτερεύουσας εφεδρείας. Για την τριτεύουσα εφεδρεία δεν αποδίδεται κανένα κόστος στην στρεφόμενη τριτεύουσα εφεδρεία, ενώ αντι-

στοιχεί μία τιμή για τις μη στρεφόμενες μονάδες (μία μηδενική τιμή αντιστοιχεί στις υδροηλεκτρικές μονάδες και τις γρήγορες μονάδες αιχμής). Κατά συνέπεια, το κόστος εφεδρειών μπορεί να εκφραστεί ως εξής:

$$ReserveCost = PrimReserveCost + SecReserveCost + NSpTerReserveCost \quad (19)$$

Όπου

PrimReserveCost είναι μία μεταβλητή που παριστάνει το κόστος πρωτεύουσας εφεδρείας, σε €.

SecReserveCost είναι μία μεταβλητή που παριστάνει το κόστος δευτερεύουσας εφεδρείας, σε €.

NSpTerReserveCost είναι μία μεταβλητή που παριστάνει το κόστος μη στρεφόμενης τριτεύουσας εφεδρείας, σε €.

Τα κόστη πρωτεύουσας, δευτερεύουσας και μη στρεφόμενης τριτεύουσας εφεδρείας μπορούν να γραφούν ως εξής:

$$PrimReserveCost = \sum_{e,p} EntityPrimRsvMW(e,p) \cdot PrimRsvPrice(e,p) \,.\, D \quad (20)$$

και

$$SecReserveCost = \sum_{e,p} \begin{pmatrix} (EntitySecRsvUpMW(e,p) + EntitySecRsvDnMW(e,p)) \\ \cdot SecRsvPrice(e,p) \cdot D \end{pmatrix} \quad (21)$$

$$NSpTerReserveCost = \sum_{e,p} EntityNSpTerRsvMW(e,p) \cdot NSpTerRsvPrice(e,p) \cdot D \quad (22)$$

Όπου

EntityPrimRsvMW(e,p) είναι μία μεταβλητή που παριστάνει τη συνεισφορά πρωτεύουσας εφεδρείας μίας οντότητας για την οντότητα e, και την περίοδο p. Εκφράζεται σε MW,

EntitySecRsvUpMW(e,p) είναι μία μεταβλητή που παριστάνει την προς τα επάνω συνεισφορά δευτερεύουσας εφεδρείας μίας οντότητας για την οντότητα e, για την περίοδο p. Εκφράζεται σε MW,

EntitySecRsvDnMW(e,p) είναι μία μεταβλητή που παριστάνει την προς τα κάτω συνεισφορά δευτερεύουσας εφεδρείας μίας οντότητας e για την περίοδο p. Εκφράζεται σε MW,

EntityNSpTerRsvMW(e,p) είναι μία μεταβλητή που παριστάνει την συνεισφορά μη στρεφόμενης τριτεύουσας εφεδρείας μίας οντότητας e για την περίοδο p.

PrimRsvPrice(e,p) είναι μία παράμετρος, σε €/MW, που παριστάνει την τιμή πρωτεύουσας εφεδρείας για την οντότητα e, για την περίοδο p.

SecRsvPrice(e,p) είναι μία παράμετροςπου παριστάνει την τιμή δευτερεύουσας εφεδρείας για την οντότητα e, για την περίοδο p.

NSpTerRsvPrice(e,p) είναι μία παράμετρος, σε €/MWh, που παριστάνει την τιμή μη στρεφόμενης τριτεύουσας εφεδρείας για την οντότητα e, για την περίοδο p.

I.3.2.2.11 Κόστη Ποινών

Για την αντιμετώπιση του προβλήματος αδυναμίας επίλυσης κάτω από συγκεκριμένες περιστάσεις, προστίθενται στην αντικειμενική συνάρτηση επιπλέον μεταβλητές παράβασης για τους περιορισμούς που έχουν κάτω/πάνω όρια καθώς και πρόσθετοι όροι για τις ποινές των μεταβλητών παράβασης. Οι υπόψη μεταβλητές παράβασης είναι:

α. Μεταβλητές έλλειψης/περίσσειας για την Παράβαση του Περιορισμού Ισοζυγίου Ενέργειας Λειτουργικής Ζώνης,

β. Μεταβλητές έλλειψης/περίσσειας για την Παράβαση των Γενικών Περιορισμών,

γ. Μεταβλητές έλλειψης (άνω και κάτω) για την Παράβαση του Περιορισμού Ρυθμού Μεταβολής,

δ. Μεταβλητές έλλειψης/περίσσειας για την ικανότητα της Οντότητας,

ε. Μεταβλητές έλλειψης για την Παράβαση των Περιορισμών Εφεδρειών,

στ. Μεταβλητές περίσσειας για την Παράβαση του διαζωνικού ορίου ροής,

ζ. Μεταβλητές Περίσσειας για την μέγιστη ημερήσια ενέργεια της μονάδας, και

η. Μεταβλητές Περίσσειας για την καθαρή ικανότητα μεταφοράς.

Ένας συντελεστής ποινής παράβασης αντιστοιχίζεται σε κάθε μία από τις παραπάνω μεταβλητές παράβασης. Αν οι συντελεστές ποινής λάβουν μεγάλες τιμές, οι τιμές της μεταβλητής παράβασης θα είναι μηδέν σε μία εφικτή λύση του προβλήματος. Κάθε μη μηδενική μεταβλητή παράβασης στη λύση υποδηλώνει ότι το πρόβλημα δεν έχει λύση δίχως παραβίαση κάποιων περιορισμών. Διαφορετικές ποινές μπορούν να εφαρμοστούν για να υποδηλώσουν αντίστοιχες προτεραιότητες για την εφαρμογή διαφορετικών τύπων περιορισμών ανισοτήτων.

Το κόστος ποινής (PenaltyCost) στην αντικειμενική συνάρτηση ορίζεται ως εξής:

$$
\begin{aligned}
&PenaltyCost = \\
&\sum_{z,p}\left[TotalGenDeficit(z,p)\right].TotalGenDeficitPrice \\
&+\sum_{z,p}\left[TotalGenSurplus(z,p)\right].TotalGenSurplusPrice \\
&+\sum_{z,p}\left[PrimRsvDeficit(z,p)\right].TotalPrimRsvDeficitPrice \\
&+\sum_{z,p}\left[SecRsvUpDeficit(z,p)+SecRsvDnDeficit(z,p)\right].TotalSecRsvDeficitPrice \\
&+\sum_{z,p}\left[TerRsvDeficit(z,p)\right].TotalTerRsvDeficitPrice \\
&+\sum_{p}\left[SysPrimRsvDeficit(p)\right].TotalPrimRsvDeficitPrice \\
&+\sum_{p}\left[SysSecRsvUpDeficit(p)+SysSecRsvDnDeficit(p)\right].TotalSecRsvDeficitPrice \\
&+\sum_{p}\left[SysTerRsvDeficit(p)\right].TotalTerRsvDeficitPrice \\
&+\sum_{e,p}\left[EntityDeficitMW(e,p)\right].DeficitCapacityPrice \\
&+\sum_{e,p}\left[EntitySurplusMW(e,p)\right].SurplusCapacityPrice \\
&+\sum_{e,p}\left[EntityDeficitMW(e,p)\right].DeficitCapacityPrice \\
&+\sum_{e,p}\left[EnergyMaxSurplus(e,p)\right].SurplusEnergyMaxPrice \\
&+\sum_{fg,p}\left[FlowGateSurplusMW(fg,p)\right].FlowgateSurplusPrice \\
&+\sum_{e,p}\left[RampDeficitMW(e,p)\right].DeficitRampPrice \\
&+\sum_{e,p}\left[RampSurplusMW(e,p)\right].SurplusRampPrice \\
&+\sum_{gc,p}\left[GCDeficit(gc)\right].GCDeficitPrice \\
&+\sum_{gc,p}\left[GCSurplus(gc)\right].GCSurplusPrice \\
&+\sum_{mtgp,p}\left[ImpCapacitySurplusMW(mtgp,p)\right].ImpCapacitySurplusPrice \\
&+\sum_{mtgp,p}\left[ExpCapacitySurplusMW(mtgp,p)\right].ExpCapacitySurplusPrice
\end{aligned}
\tag{23}
$$

Οι Γενικοί Περιορισμοί μπορούν να ταξινομηθούν από πλευράς προτεραιότητας με την απόδοση διαφορετικών συντελεστών ποινής σε κάθε ξεχωριστό περιορισμό. Οι περιορισμοί με τους μεγαλύτερους συντελεστές ποινής έχουν μεγαλύτερη προτεραιότητα προκειμένου να ικανοποιηθούν, σε σχέση με αυτούς που έχουν χαμηλότερους συντελεστές ποινής. Οι τιμές ποινής είναι διαμορφούμενες, και έχουν αρχικά τις ακόλουθες τιμές:

ΠΙΝ. 20: Τιμές ποινής μοντέλου UC

Παράμετρος	**Τιμή ποινής**
TotalGenDeficitPrice	10.000 €/MW
TotalGenSurplusPrice	10.000 €/MW
TotalPrimRsvDeficitPrice	40.000 €/MW
TotalSecRsvDeficitPrice	19.000 €/MW

TotalTerRsvDeficitPrice	5.000 €/MW
DeficitCapacityPrice	45.000 €/MW
SurplusCapacityPrice	45.000 €/MW
EnergyMaxSurplusPrice	18.000 €/MWh
DeficitRampPrice	45.000 €/MW
SurplusRampPrice	45.000 €/MW
ImpCapacitySurplusPrice	50.000 Euro/MW
ExpCapacitySurplusPrice	50.000 Euro/MW

Στις επόμενες παραγράφους περιγράφονται οι εξισώσεις με τις οποίες μοντελοποιούνται οι επιμέρους συνιστώσες. Αυτές οι εξισώσεις συνιστούν περιορισμούς στους οποίους υπόκειται το πρόβλημα βελτιστοποίησης όταν ελαχιστοποιείται η παραπάνω αντικειμενική συνάρτηση.

I.3.2.2.12 Όριο Βαθμίδας

Μία βαθμίδα δεν μπορεί να εκκαθαριστεί σε μία στάθμη υψηλότερη από την προσφερόμενη ποσότητα της βαθμίδας. Ο περιορισμός αυτός ισχύει για όλες τις οντότητες με τιμολογούμενες προσφορές έγχυσης ή δηλώσεις φορτίου και διατυπώνεται ως εξής:

$$0 \leq BlockClearedMW(ge,b,p) \leq BlockMaxMW(ge,b,p) \qquad (24)$$

και

$$0 \leq LoadBlockMW(ld,b,p) \leq BlockMaxMW(ld,b,p) \qquad (25)$$

Όπου

BlockMaxMW(ce,b,p) είναι μία παράμετρος σε MW, που παριστάνει την ποσότητα της προσφερόμενης ισχύος για την οντότητα ce, τη βαθμίδα b, και την περίοδο p.

Ο περιορισμός φορτίου δεν εφαρμόζεται σε πραγματικό χρόνο.

I.3.2.2.13 Πρόγραμμα Οντότητας Παραγωγής

Για κάθε οντότητα παραγωγής, το πρόγραμμα παραγωγής μπορεί να αναλυθεί σε δύο επιμέρους συνιστώσες:

- Το μη τιμολογούμενο μέρος των προσφορών της οντότητας παραγωγής το οποίο συμπεριλαμβάνει αυτό που αντιστοιχεί σε ενέργεια από Μονάδες του Μητρώου ΑΠΕ και ΣΗΘ/ΣΗΘΥΑ, υποχρεωτική παραγωγή υδροηλεκτρικών, Κατανεμόμενες Μονάδες ΣΗΘΥΑ και μονάδες υπό δοκιμαστική λειτουργία. Το υπόψη μέρος του προγράμματος παραγωγής πρέπει να ακολουθεί ένα συγκεκριμένο και σταθερό πρόγραμμα.
- Το τιμολογούμενο πρόγραμμα προσφορών παραγωγής συμπεριλαμβανομένων αυτών που αντιπροσωπεύουν εισαγωγές. Το μέρος αυτό δίνεται από το άθροισμα των εκκαθαρισμένων βαθμίδων παραγωγής.

Το πρόγραμμα παραγωγής που αφορά όλες αυτές τις περιπτώσεις μπορεί να εκφραστεί ως εξής:

$$EntityMW(ge,p) = FixedMW(ge,p) + \sum_{b} BlockClearedMW(ge,b,p) \qquad (26)$$

Όπου

FixedMW(ge,p) είναι μία παράμετρος, σε MW, που παριστάνει τη σταθερή παραγωγή, για την οντότητα παραγωγής ge και την περίοδο p, και αφορά κάθε είδος μη τιμολογούμενης προσφοράς παραγωγής. Μπορεί να παριστάνει το σύνολο ή μέρος του προγράμματος παραγωγής μίας μονάδας.

I.3.2.2.14 Πρόγραμμα Οντότητας Φορτίου

Για κάθε οντότητα φορτίου, το πρόγραμμα μπορεί να αναλυθεί σε δύο επιμέρους συνιστώσες:

- Το μη κατανεμόμενο φορτίο. Αυτό το μέρος του προγράμματος φορτίου προσαρμόζεται υποχρεωτικά σε ένα συγκεκριμένο σταθερό πρόγραμμα.
- Το πρόγραμμα του κατανεμόμενου φορτίου, το οποίο συμπεριλαμβάνει το φορτίο που αντιπροσωπεύει εξαγωγές και άντληση. Αυτό το μέρος δίνεται από το άθροισμα των εκκαθαρισμένων βαθμίδων φορτίου.

Το πρόγραμμα του φορτίου που λαμβάνει υπόψη όλες αυτές τις περιπτώσεις μπορεί να εκφραστεί ως εξής:

$$EntityMW(ld,p) = FixedMW(ld,p) + \sum_{b} LoadBlockMW(ld,b,p) \qquad (27)$$

Όπου

FixedMW(ld,p) είναι μία παράμετρος, σε MW, που παριστάνει το σταθερό φορτίο για την οντότητα φορτίου ld και την περίοδο p, και το οποίο παριστάνει κάθε είδος μη τιμολογούμενης δήλωσης φορτίου. Μπορεί να παριστάνει το σύνολο ή μέρος του προγράμματος φορτίου.

I.3.2.2.15 Μέγιστη Ημερήσια Ενέργεια

Στις λειτουργίες του Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού και της Εκ των υστέρων Τιμολόγησης των Αποκλίσεων, ηΗ μέγιστη ημερήσια ενέργεια μοντελοποιείται απευθείας στο μοντέλο UC ως εξής:

$$\left(\sum_{p} EntityMW(ge,p)\right).D - EnergyMaxSurplus(ge,p) \leq MaxEntityEnergy(ge) \qquad (28)$$

Όπου

MaxEntityEnergy(ge) είναι μία παράμετρος, σε MWH, που παριστάνει την μέγιστη ημερήσια ενέργεια για την οντότητα ge.

D είναι η διάρκεια της περιόδου και εκφράζεται σε ώρες. Για τον ΗΕΠ, η παράμετρος είναι ίση με 1.

EnergyMaxSurplus(e,p) είναι μία μεταβλητή αναφοράς η οποία παριστάνει την περίσσεια σε MW της οντότητας e για την περίοδο p προκειμένου να επιβληθεί ο περιορισμός μέγιστης ημερήσιας ενέργειας της οντότητας. Εκφράζεται σε MWh.

Ο περιορισμός ενέργειας της οντότητας εφαρμόζεται μόνο όταν η παράμετρος *MaxEntityEnergy(ge)* είναι αυστηρά θετική.

I.3.2.2.16 Μοντέλο Συντελεστή Απωλειών

Έγχυση οντότητας στην Αγορά: Οι προσφορές από τις οντότητες παραγωγής στο “Σημείο Οντότητας” ή “Σημείο Μέτρησης” (*EntityMW(ge,p)*) διορθώνονται με τον συντελεστή απωλειών παραγωγής:

$$EntityInj(ge,p) = EntityMW(ge,p) \cdot \left(1 - GLF(ge)\right) \quad (29)$$

Όπου

EntityInj(ge,p) είναι μία μεταβλητή που παριστάνει τη στάθμη έγχυσης της οντότητας ge για την περίοδο p. Εκφράζεται σε MW.

GLF(ge) είναι μία αδιάστατη παράμετρος που παριστάνει τον συντελεστή απωλειών παραγωγής για την οντότητα ge.

Απορρόφηση Οντότητας από την Αγορά: Οι δηλώσεις φορτίου από τις οντότητες φορτίου στο “σημείο Οντότητας” ή “Σημείο Μέτρησης” (*EntityMW(ld,p)*) διορθώνονται με τον συντελεστή απωλειών φορτίου:

$$EntityWdr(ld,p) = EntityMW(ld,p) \cdot \left(1 + LLF(ld)\right) \quad (30)$$

Όπου

EntityWdr(ld,p) είναι μία μεταβλητή που παριστάνει τη στάθμη απορρόφησης μίας οντότητας για την οντότητα φορτίου ld, για την περίοδο p. Εκφράζεται σε MW.

LLF(ld) είναι μία αδιάστατη παράμετρος που παριστάνει τον συντελεστή απωλειών φορτίου για την οντότητα φορτίου ld.

Σημειώσεις:

1) Οι συντελεστές απωλειών φορτίου για τη μέση και χαμηλή τάση προκύπτουν από τον αντίστοιχο πίνακα για το φορτίο το οποίο δηλώνεται ή προβλέπεται στο δίκτυο διανομής.
2) Οι συντελεστές απωλειών παραγωγής για τις διαφορετικές ζώνες προκύπτουν από τους αντίστοιχους πίνακες για το συνολικό φορτίο το οποίο δηλώνεται ή προβλέπεται στο σύστημα.

Εκτός από το φορτίο του Δικτύου (Μέση και Χαμηλή Τάση), όπου ο πίνακας των συντελεστών απωλειών φορτίου εφαρμόζεται ανάλογα, υπάρχει και μία άλλη κατηγορία φορτίου: το Φορτίο στο Σύστημα (Υψηλή Τάση). Σύμφωνα με τον ΚΣΗΕ (Άρθρο 49) αυτό το φορτίο εξετάζεται ξεχωριστά καθώς δεν αποδίδονται απώλειες σε αυτό (μηδενικός συντελεστής απωλειών).

I.3.2.2.17 Μοντέλο Διαζωνικών Ροών

Έγχυση και Απορρόφηση Σημείου Μέτρησης: Οι εγχύσεις του δικτύου στο σημείο μέτρησης υπολογίζονται ως εξής:

$$MtgpInj(mtgp,p) = \sum_{ge\ at\ \mathrm{mtgp}} EntityInj(ge,p) \quad (31)$$

Όπου

MtgpInj(mtgp,p) είναι μία μη αρνητική μεταβλητή η οποία παριστάνει τη στάθμη έγχυσης στο σημείο μέτρησης mtgp για την περίοδο p. Εκφράζεται σε MW.

Οι απορροφήσεις του δικτύου στο σημείο μέτρησης υπολογίζονται ως εξής:

$$MtgpWdr(mtgp,p) = \sum_{ld\ at\ mtgp} EntityWdr(ld,p) \quad (32)$$

Όπου

MtgpWdr(eNode,p) *είναι μία μη αρνητική μεταβλητή η οποία παριστάνει τη στάθμη απορρόφησης στο σημείο μέτρησης mtgp για την περίοδο p. Εκφράζεται σε MW.*

Οι καθαρές εγχύσεις του δικτύου στο σημείο μέτρησης υπολογίζονται ως εξής:

$$MtgpNetInj(mtgp,p) = MtgpInj(mtgp,p) - MtgpWdr(mtgp,p) \quad (33)$$

Όπου

MtgpNetInj(mtgp,p) είναι μία μεταβλητή η οποία παριστάνει την καθαρή στάθμη έγχυσης στο σημείο μέτρησης mtgp για την περίοδο p. Εκφράζεται σε MW.

Περιορισμοί Διαζωνικών Ροών: Οι διαζωνικές ροές περιορίζονται από μία μέγιστη ροή:

$$FlowGateMW(fg,p) - FlowGateSurplusMW(fg,p) \leq FlowGateMaxMW(fg,p) \quad (34)$$

Όπου

FlowGateMW(fg,p) *είναι μία μεταβλητή η οποία παριστάνει τη διαζωνική ροή fg για την περίοδο p. Εκφράζεται σε MW και μπορεί να είναι αρνητική.*

FlowGateMaxMW(fg,p) *είναι μία παράμετρος η οποία παριστάνει την μέγιστη διαζωνική ροή fg για την περίοδο p. Εκφράζεται σε MW.*

FlowGateSurplusMW(fg,p) *είναι μία μεταβλητή αναφοράς η οποία παριστάνει την περίσσεια ισχύος στη διαζωνική ροή fg για την περίοδο p. Εκφράζεται σε MW.*

Η διαζωνική ροή ορίζεται από την ακόλουθη εξίσωση:

$$\sum_{FromMtgp(fg)=mtgp} \left[PTDF(mtgp,fg,p) \cdot MtgpNetInj(mtgp,p)\right] = FlowGateMW(fg,p) \quad (35)$$

Όπου

PTDF(mtgp,p) *είναι μία παράμετρος η οποία παριστάνει τον Συντελεστή Κατανομής Απωλειών ισχύος του σημείου μέτρησης mtgp για την περίοδο p.*

Εξίσωση Ισοζυγίου Ενέργειας Λειτουργικής Ζώνης: Το ισοζύγιο ενέργειας πρέπει να επιβάλλεται σε κάθε λειτουργική ζώνη. Η δυϊκή τιμή του ισοζυγίου ενέργειας ζώνης παρέχει την τιμή ενέργειας ζώνης. Αν αρθεί ο περιορισμός στη διαζωνική ροής ισχύος (λειτουργία ανάλυσης), όλες οι τιμές ενέργειας των ζωνών είναι ίσες. Η εξίσωση ισοζυγίου ενέργειας στις ζώνες είναι η εξής:

$$\begin{aligned}&\sum_{mtgp\ in\ z} MtgpNetInj(mtgp,p)\\ &\quad + TotalGenDeficit(z,p) - TotalGenSurplus(z,p)\\ &\quad = \sum_{FromZone(fg)=z} FlowGateMW(fg,p) - \sum_{ToZone(fg)=z} FlowGateMW(fg,p)\end{aligned} \qquad (36)$$

Όπου

TotalGenDeficit(z,p) είναι μία μεταβλητή αναφοράς η οποία παριστάνει το έλλειμμα παραγωγής στην περίοδο p προκειμένου να επιβληθεί ο περιορισμός ισοζυγίου ενέργειας στη ζώνη z. Εκφράζεται σε MW.

TotalGenSurplus(z,p) είναι μία μεταβλητή αναφοράς η οποία παριστάνει την περίσσεια παραγωγής στην περίοδο p προκειμένου να επιβληθεί ο περιορισμός ισοζυγίου ενέργειας στη ζώνη z. Εκφράζεται σε MW.

I.3.2.2.18 <u>Διαζωνικό Μοντέλο Μεταφοράς</u>

Όπως το διαζωνικό μοντέλο ροής, έτσι και αυτό θεωρεί μία ανάλυση του συστήματος σε ζώνες οι οποίες συνδέονται με πύλες ροής (διασυνδετικές γραμμές ή διάδρομοι). Η διαφορά με το διαζωνικό μοντέλο ροής είναι ότι η διαζωνική ροή δεν εκφράζεται με τους ΣΚΜΙ των κόμβων μέτρησης αλλά απευθείας στην εξίσωση ισοζυγίου ενέργειας στις ζώνες.

Περιορισμοί Ισοζυγίου Ισχύος Λειτουργικής Ζώνης: Οι περιορισμοί του ισοζυγίου ισχύος στις λειτουργικές ζώνες παριστάνονται από το ακόλουθο σύνολο γραμμικών εξισώσεων:

$$\begin{aligned}&\sum_{ge\ in\ z} EntityInj(ge,p) - \sum_{ld\ in\ z} EntityWdr(ld,p)\\ &\quad = \sum_{FromZone(fg)=z} FlowGateMW(fg,p) - \sum_{ToZone(fg)=z} FlowGateMW(fg,p)\end{aligned} \qquad (37)$$

Όπου

FromZone(fg) είναι η ζώνη με διαζωνικά σημεία αρχής ίσα με fg.

ToZone(fg) είναι η ζώνη με διαζωνικά σημεία τέλους ίσα με fg.

FlowGateMW(fg,p) είναι μία μεταβλητή που παριστάνει τη διαζωνική ροή fg, για την περίοδο p. Εκφράζεται σε MW και μπορεί να είναι αρνητική.

Μοντέλο Διαζωνικού Περιορισμού Ροής: Σημειώνεται ότι μία διαζωνική ροή ορίζεται για κάθε μία κατεύθυνση. Αυτό σημαίνει ότι για μία γραμμή που συνδέει δύο ζώνες (για παράδειγμα: A, B), πρέπει να υπάρχουν δύο διαζωνικές ροές (A-B and B-A). Η διαζωνική ροή περιορίζεται από το διαζωνικό όριο ικανότητας μεταφοράς:

$$FlowGateMW(fg,p) - FlowGateSurplusMW(fg,p) \leq FlowGateMaxMW(fg,p) \quad (38)$$

Όπου

FlowGateMW(fg,p)	είναι μία μεταβλητή που παριστάνει τη διαζωνική ροή fg, για την περίοδο p. Εκφράζεται σε MW και μπορεί να είναι αρνητική.
FlowGateMaxMW(fg,p)	είναι μία παράμετρος, σε MW, που παριστάνει τη μέγιστη διαζωνική ροή fg, για την περίοδο p.
FlowGateSurplusMW(fg,p)	είναι μία μεταβλητή αναφοράς που παριστάνει την περίσσεια MW ισχύος στην διαζωνική ροή fg για την περίοδο p, προκειμένου να επιβληθεί η μέγιστη ροή. Εκφράζεται σε MW.

I.3.2.2.19 Περιορισμοί Εφεδρειών

Περιορισμοί Πρωτεύουσας Εφεδρείας: Το άθροισμα της συνεισφοράς σε πρωτεύουσα εφεδρεία μίας οντότητας πρέπει να είναι μεγαλύτερο ή ίσο με τις απαιτήσεις πρωτεύουσας εφεδρείας της ζώνης. Ένας παρόμοιος περιορισμός ισχύει και για το σύστημα:

$$PrimRsvReq(z,p) + PrimRsvDeficit(z,p) \leq \sum_{e\ in\ z} EntityPrimRsvMW(e,p) \quad (39)$$

$$SysPrimRsvReq(p) + SysPrimRsvDeficit(p) \leq \sum_{e} EntityPrimRsvMW(e,p) \quad (40)$$

Όπου

PrimRsvDeficit(z,p)	είναι μία μεταβλητή αναφοράς η οποία παριστάνει το έλλειμμα σε πρωτεύουσα εφεδρεία στην περίοδο p για τη ζώνη z προκειμένου να επιβληθεί ο περιορισμός πρωτεύουσας εφεδρείας.
PrimRsvReq(z,p)	είναι μία παράμετρος η οποία παριστάνει τις απαιτήσεις σε πρωτεύουσα εφεδρεία στην περίοδο p για τη ζώνη z.
SysPrimRsvDeficit(p)	είναι μία μεταβλητή αναφοράς η οποία παριστάνει το έλλειμμα σε πρωτεύουσα εφεδρεία στην περίοδο p για όλο το σύστημα προκειμένου να επιβληθεί ο περιορισμός πρωτεύουσας εφεδρείας.
SysPrimRsvReq(p)	είναι μία παράμετρος η οποία παριστάνει τις απαιτήσεις σε πρωτεύουσα εφεδρεία στην περίοδο p για όλο το σύστημα.

Περιορισμοί Δευτερεύουσας Εφεδρείας: Το άθροισμα της συνεισφοράς στη δευτερεύουσα εφεδρεία μίας οντότητας πρέπει να είναι μεγαλύτερο ή ίσο με τις απαιτήσεις σε δευτερεύουσα εφεδρεία της λειτουργικής ζώνης:

$$SecRsvUpReq(z,p) + SecRsvUpDeficit(z,p) \leq \sum_{e\ in\ z} EntitySecRsvUpMW(e,p) \quad (41)$$

$$SecRsvDnReq(z,p) + SecRsvDnDeficit(z,p) \leq \sum_{e\ in\ z} EntitySecRsvDnMW(e,p) \quad (42)$$

$$SysSecRsvUpReq(p) + SysSecRsvUpDeficit(p) \leq \sum_{e} EntitySecRsvUpMW(e,p) \quad (43)$$

$$SysSecRsvDnReq(p) + SysSecRsvDnDeficit(p) \leq \sum_{e} EntitySecRsvDnMW(e,p) \quad (44)$$

Όπου

SecRsvUpDeficit(z,p) είναι μία μεταβλητή αναφοράς η οποία παριστάνει το έλλειμμα δευτερεύουσας εφεδρείας με κατεύθυνση προς τα πάνω στην περίοδο p για τη ζώνη z προκειμένου να επιβληθεί ο περιορισμός δευτερεύουσας εφεδρείας.

SecRsvUpReq(z,p) είναι μία παράμετρος που παριστάνει την απαίτηση σε δευτερεύουσα εφεδρεία με κατεύθυνση προς τα επάνω στην περίοδο p για τη ζώνη z.

SecRsvDnDeficit(z,p) είναι μία μεταβλητή αναφοράς η οποία παριστάνει το έλλειμμα δευτερεύουσας εφεδρείας με κατεύθυνση προς τα κάτω στην περίοδο p για τη ζώνη z προκειμένου να επιβληθεί ο περιορισμός δευτερεύουσας εφεδρείας.

SecRsvDnReq(z,p) είναι μία παράμετρος που παριστάνει την απαίτηση σε δευτερεύουσα εφεδρεία με κατεύθυνση προς τα κάτω στην περίοδο p για τη ζώνη z.

SysSecRsvUpDeficit(z,p) είναι μία μεταβλητή αναφοράς η οποία παριστάνει το έλλειμμα δευτερεύουσας εφεδρείας με κατεύθυνση προς τα πάνω στην περίοδο p για το σύνολο του συστήματος προκειμένου να επιβληθεί ο περιορισμός δευτερεύουσας εφεδρείας.

SysSecRsvUpReq(z,p) είναι μία παράμετρος που παριστάνει την απαίτηση σε δευτερεύουσα εφεδρεία με κατεύθυνση προς τα πάνω στην περίοδο p για το σύνολο του συστήματος.

SysSecRsvDnDeficit(z,p) είναι μία μεταβλητή αναφοράς η οποία παριστάνει το έλλειμμα δευτερεύουσας εφεδρείας με κατεύθυνση προς τα κάτω στην περίοδο p για το σύνολο του συστήματος προκειμένου να επιβληθεί ο περιορισμός δευτερεύουσας εφεδρείας.

SysSecRsvDnReq(z,p) είναι μία παράμετρος που παριστάνει την απαίτηση σε δευτερεύουσα εφεδρεία με κατεύθυνση προς τα κάτω στην περίοδο p για το σύνολο του συστήματος.

Οι παρακάτω πρόσθετοι περιορισμοί συνεπάγονται ότι, για κάθε Περίοδο Κατανομής *p*, οι ρυθμοί μεταβολής των μονάδων παραγωγής που επιλέγονται για προς τα επάνω δευτερεύουσα εφεδρεία, πρέπει να είναι τέτοιοι ώστε συνολικά να μπορούν να δώσουν δευτερεύουσα εφεδρεία προς τα επάνω τουλάχιστον ίση με *SecRsvUpFastReq* μέσα σε ένα λεπτό. Μία βοηθητική μεταβλητή εισάγεται, *EntitySecResUpFastMW*, προκειμένου να μοντελοποιηθεί το ελάχιστο της *RRAGC(ce)X1min* για μία μονάδα που έχει επιλεγεί για δευτερεύουσα εφεδρεία προς τα επάνω.

$$EntitySecRsvUpFastMW(e,p) \leq EntitySecRsvUpMW(e,p) \quad (45)$$

$$EntitySecRsvUpFastMW(e,p) \leq RRAGC(e) \times 1\min \quad (46)$$

$$\sum_{e} EntitySecRsvUpFastMW(e,p) \geq SysSecRsvUpFastReq(p) \quad (47)$$

Όπου

SysSecRsvUpFastReq(p) είναι μία παράμετρος που παριστάνει την απαίτηση σε γρήγορη δευτερεύουσα εφεδρεία με κατεύθυνση προς τα επάνω μέσα σε χρονικό διάστημα ενός λεπτού στην περίοδο p για το σύστημα.

EntitySecRsvUpFastMW(e,p) είναι μία μεταβλητή η οποία παριστάνει την συνολική συνεισφορά της οντότητας σε γρήγορη δευτερεύουσα εφεδρεία μέσα σε χρονικό διάστη-

μα ενός λεπτού με κατεύθυνση προς τα επάνω, για τη δεσμευμένη οντότητα e, για την περίοδο p. Εκφράζεται σε MW.

Οι παρακάτω περιορισμοί εξασφαλίζουν την ίδια απαίτηση με αυτή που περιγράφηκε προηγουμένως για δευτερεύουσα εφεδρεία με κατεύθυνση προς τα κάτω.

$$EntitySecRsvDnFastMW(e,p) \leq EntitySecRsvDnMW(e,p) \quad (48)$$

$$EntitySecRsvDnFastMW(e,p) \leq RRAGC(e) \times 1\text{min} \quad (49)$$

$$\sum_{e} EntitySecRsvDnFastMW(e,p) \geq SysSecRsvDnFastReq(p) \quad (50)$$

Όπου

SysSecRsvDnFastReq(z,p) είναι μία παράμετρος που παριστάνει την απαίτηση σε γρήγορη δευτερεύουσα εφεδρεία με κατεύθυνση προς τα κάτω μέσα σε χρονικό διάστημα ενός λεπτού στην περίοδο p για το Σύστημα.

EntitySecRsvUpFastMW(e,p) είναι μία μεταβλητή η οποία παριστάνει την συνολική συνεισφορά της οντότητας σε γρήγορη δευτερεύουσα εφεδρεία μέσα σε χρονικό διάστημα ενός λεπτού με κατεύθυνση προς τα κάτω, για την οντότητα e, για την περίοδο p. Εκφράζεται σε MW.

Περιορισμοί Τριτεύουσας Εφεδρείας: Το άθροισμα της συνεισφοράς στη τριτεύουσα εφεδρεία μίας οντότητας πρέπει να είναι μεγαλύτερο ή ίσο με τις απαιτήσεις σε τριτεύουσα εφεδρεία της λειτουργικής ζώνης:

$$TerRsvReq(z,p) + TerRsvDeficit(z,p) \leq \sum_{e \text{ in } z} EntityTerRsvMW(e,p) \quad (51)$$

$$SysTerRsvReq(p) + SysTerRsvDeficit(p) \leq \sum_{e} EntityTerRsvMW(e,p) \quad (52)$$

Όπου

TerRsvDeficit(z,p) είναι μία μεταβλητή αναφοράς η οποία παριστάνει το έλλειμμα τριτεύουσας εφεδρείας στην περίοδο p για τη ζώνη z προκειμένου να επιβληθεί ο περιορισμός τριτεύουσας εφεδρείας.

TerRsvReq(z,p) είναι μία παράμετρος που παριστάνει την απαίτηση σε τριτεύουσα εφεδρεία στην περίοδο p για τη ζώνη z.

SysTerRsvDeficit(z,p) είναι μία μεταβλητή αναφοράς η οποία παριστάνει το έλλειμμα τριτεύουσας εφεδρείας στην περίοδο p για το σύνολο του Συστήματος προκειμένου να επιβληθεί ο περιορισμός τριτεύουσας εφεδρείας.

SysTerRsvReq(z,p) είναι μία παράμετρος που παριστάνει την απαίτηση σε τριτεύουσα εφεδρεία στην περίοδο p για το σύνολο του συστήματος.

I.3.2.2.20 Περιορισμοί Ρυθμών Μεταβολής

Κάθε οντότητα έχει όρια στην ικανότητά της να μετακινηθεί από μία στάθμη παραγωγής σε μία άλλη μέσα σε μία καθορισμένη χρονική περίοδο. Ο ρυθμός μεταβολής μίας μονάδας είναι διαφορετικός ανάλογα με την κατάσταση της ΑΡΠ της μονάδας (αν η μονάδα είναι σε λειτουργία ΑΡΠ ή όχι). Κατά συνέπεια, το μοντέλο περιλαμβάνει τη δυαδική μεταβλητή για την κατάσταση δευτερεύουσας ρύθμισης *XupAGC*.

Οι περιορισμοί των ρυθμών μεταβολής της παραγωγής μοντελοποιούνται ως εξής:

Οι περιορισμοί των ρυθμών μεταβολής προς τα επάνω είναι:

$$EntityMW(e,p) - EntityMW(e,p-1) \le \begin{pmatrix} \left(1 - XupAGC(e,p)\right) \cdot UpRamp(e) \\ + XupAGC(e,p) \cdot RRAGC(e) \cdot 60 \\ + RampSurplusMW(e,p) \end{pmatrix} . D \quad (53)$$

Όπου

UpRamp(e)	είναι μία παράμετρος, που παριστάνει το άνω όριο ρυθμού ανόδου για την οντότητα e.
RRAGC(e)	είναι μία παράμετρος, σε MW/min, που παριστάνει το Ρυθμό Μεταβολής σε λειτουργία ΑΡΠ για την οντότητα e.
RampSurplusMW	είναι μία μεταβλητή αναφοράς που παριστάνει το βαθμό παράβασης του ρυθμού μεταβολής της οντότητας e στην περίοδο p. Εκφράζεται σε MW/h.

Οι περιορισμοί των ρυθμών μεταβολής προς τα κάτω είναι:

$$EntityMW(e,p-1) - EntityMW(e,p) \le \begin{pmatrix} \left(1 - XupAGC(e,p)\right) \cdot DnRamp(e) \\ + XupAGC(e,p) \cdot RRAGC(e) \cdot 60 \\ + RampDeficitMW(e,p) \end{pmatrix} . D \quad (54)$$

Όπου

DnRamp(e)	είναι μία παράμετρος, σε MW/h, που παριστάνει το κάτω όριο ρυθμού ανόδου της οντότητας e.
RampDeficitMW	είναι μία μεταβλητή αναφοράς που παριστάνει το βαθμό παράβασης του ρυθμού μεταβολής της οντότητας e στην περίοδο p. Εκφράζεται σε MW/h.

Στις λειτουργίες του Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού, του Προγραμματισμού Κατανομής και της Εκ των Υστέρων Τιμολόγησης των Αποκλίσεων, ο περιορισμός του ρυθμού μεταβολής εφαρμόζεται για όλες τις περιόδους εκτός από την πρώτη.

I.3.2.2.21 <u>Περιορισμός Καθαρής Ικανότητας Μεταφοράς</u>

Θεωρήστε μία διασύνδεση για εισαγωγή *ImpX* σε ένα συγκεκριμένο σημείο μέτρησης mtgp με μία συγκεκριμένη ικανότητα μεταφοράς για εισαγωγή *ImpTC*. Τότε εφαρμόζεται ο ακόλουθος περιορισμός:

$$\left(\sum_{ge\ at\ \mathrm{mtgp}} EntityMW(ge,p) - \sum_{ld\ at\ \mathrm{mtgp}} EntityMW(ld,p) \right) - ImpCapacitySurplusMW(mtgp,p) \le ImpTC(mtgp,p) \quad (55)$$

Όπου

ImpTC(mtgp,p) είναι μία παράμετρος η οποία παριστάνει τη μέγιστη ικανότητα μεταφοράς για εισαγωγή στο σημείο μέτρησης mtgp και στην περίοδο p.

ImpCapacitySurplusMW(mtgp,p) είναι μία μεταβλητή αναφοράς η οποία παριστάνει την περίσσεια σε MW στην ικανότητα μεταφοράς μίας εισαγωγής. Αυτή η μεταβλητή εκφράζεται σε MW, για εισαγωγή στο σημείο μέτρησης mtgp και την περίοδο p.

Ένας παρόμοιος κανόνας εφαρμόζεται σε μία διασύνδεση για εξαγωγή:

$$\left(\sum_{ld\ at\ \mathrm{mtgp}} EntityMW(ld,p) - \sum_{ge\ at\ \mathrm{mtgp}} EntityMW(ge,p)\right) - ExpCapacitySurplusMW(mtgp,p) \leq ExpTC(mtgp,p) \quad (56)$$

Όπου

ExpTC(mtgp,p) είναι μία παράμετρος η οποία παριστάνει την μέγιστη ικανότητα μεταφοράς για εξαγωγή στο σημείο μέτρησης mtgp και στην περίοδο p.

ExpCapacitySurplusMW(mtgp,p) είναι μία μεταβλητή αναφοράς η οποία παριστάνει την περίσσεια σε MW στην ικανότητα μεταφοράς μίας εξαγωγής. Αυτή η μεταβλητή εκφράζεται σε MW, για εξαγωγή στο σημείο μέτρησης mtgp και την περίοδο p.

Οι ακόλουθοι περιορισμοί εκφράζουν το ίδιο με τους δύο προηγούμενους περιορισμούς, αλλά για ένα υποσύνολο *M** όλων των σημείων μέτρησης των διασυνδέσεων (σύνολο METERINGPOINTS) (π.χ. όλες οι βόρειες διασυνδέσεις).

$$\sum_{mtgp \in M^*}\left(\sum_{ge\ at\ \mathrm{mtgp}} EntityMW(ge,p) - \sum_{ld\ at\ \mathrm{mtgp}} EntityMW(ld,p)\right) - ImpCapacitySurplusMW(M^*,p) \leq ImpTC(M^*,p) \quad (57)$$

$$\sum_{mtgp \in M^*}\left(\sum_{ld\ at\ \mathrm{mtgp}} EntityMW(ld,p) - \sum_{ge\ at\ \mathrm{mtgp}} EntityMW(ge,p)\right) - ExpCapacitySurplusMW(M^*,p) \leq ExpTC(M^*,p) \quad (58)$$

Όπου

ImpTC(M,p)* είναι μία παράμετρος η οποία παριστάνει την ικανότητα μεταφοράς διασυνδέσεως για εισαγωγές για το σύνολο των κόμβων *M**, στην περίοδο p

ExpTC(M,p)* είναι μία παράμετρος η οποία παριστάνει την ικανότητα μεταφοράς διασυνδέσεως για εξαγωγές για το σύνολο των κόμβων *M**, στην περίοδο p.

Επιπλέον, δύο ακόμα περιορισμοί ορίζονται για τη συνολική ικανότητα εισαγωγών και τη συνολική ικανότητα εξαγωγών του συστήματος. Αυτοί οι περιορισμοί συνεπάγονται ότι το άθροισμα όλων των προς εξαγωγή ποσοτήτων (αντίστοιχα προς εισαγωγή) από όλα τα σημεία μέτρησης του συστήματος είναι μικρότερο από ή ίσο με την εξαγωγική ικανότητα του συστήματος *SysExp(p)* (αντίστοιχα εισαγωγική ικανότητα του συστήματος *SysImp(p))*.

$$\sum_{mtgp}\left(\sum_{ge\ at\ \mathrm{mtgp}} EntityMW(ge,p) - \sum_{ld\ at\ \mathrm{mtgp}} EntityMW(ld,p)\right) - ImpCapacitySurplusMW(p) \leq SysImp(p) \quad (59)$$

$$\sum_{mtgp}\left(\sum_{ld\ at\ \mathrm{mtgp}} EntityMW(ld,p) - \sum_{ge\ at\ \mathrm{mtgp}} EntityMW(ge,p)\right) - ExpCapacitySurplusMW(p) \leq SysExp(p) \quad (60)$$

Όπου

SysImp(p)	είναι η εισαγωγική ικανότητα του συστήματος στην περίοδο p.
SysExp(p)	είναι η εξαγωγική ικανότητα του συστήματος στην περίοδο p.

I.3.2.2.22 Γενικοί Περιορισμοί

Οι γενικοί περιορισμοί μπορούν να παρασταθούν μαθηματικά ως εξής:

$$\sum_{e}\left[EntityMW(e,p).EntityFactor(e,p)\right] - GCSurplus(p) \leq GCLimit(p) \quad (106)$$

$$\sum_{e}\left[EntityMW(e,p).EntityFactor(e,p)\right] + GCDeficit(p) \geq GCLimit(p) \quad (107)$$

$$\sum_{e}\left[EntityMW(e,p).EntityFactor(e,p)\right] + GCDeficit(p) - GCSurplus(p) = GCLimit(p) \quad (108)$$

Όπου

GCLimit(p)	είναι μία παράμετρος που παριστάνει τον γενικό περιορισμό ορίου δεξιάς πλευράς για την περίοδο p.
EntityFactor(e,p)	είναι ο συντελεστής περιορισμού της ενέργειας της οντότητας e για την περίοδο p. Εκφράζεται σε MW-1.
GCSurplus(p) και GCDeficit(p)	είναι οι μεταβλητές αναφοράς για τους γενικούς περιορισμούς περίσσειας και έλλειψης, αντίστοιχα.

I.3.2.3 Μοντέλα UC σε Λειτουργία Ανάλυσης

Το τμήμα αυτό περιγράφει τα μοντέλα που χρησιμοποιούνται σε λειτουργία ανάλυσης, τα οποία διαφέρουν από το μοντέλο UC. Οι τρόποι λειτουργίας βασίζονται σε ένα μοντέλο τιμών το οποίο λαμβάνει υπόψη του τις προσφορές παραγωγής και τις δηλώσεις φορτίου. Το μοντέλο ανάλυσης βασίζεται επιπρόσθετα σε ένα μοντέλο υπολογισμού του κόστους καυσίμου, το οποίο χρησιμοποιεί τη βηματική συνάρτηση ειδικής κατανάλωσης καυσίμου της μονάδας και τα κόστη καυσίμου.

Η διαφορά ανάμεσα στα δύο μοντέλα, η οποία αναλύεται παρακάτω, αφορά τον υπολογισμό του κόστους παραγωγής όπως περιγράφεται στις επόμενες παραγράφους.

I.3.2.3.1 Μέσο Μεταβλητό Κόστος

Η βηματική συνάρτηση ειδικής κατανάλωσης καυσίμου μετατρέπεται στη βηματική συνάρτηση Μέσου Μεταβλητού Κόστους Καυσίμου, AverageVariableFuelCost, η οποία εκφράζεται σε €/MWh, ως εξής:

$$AverageVariableFuelCost(ge,b,p) = Heat(ge,b)\cdot\sum_{fType}\left(\frac{FuelCost(fType,p)}{FuelAverageHeatingValue(fType)}\cdot EntityFuelMix(ge,p,fType)\right) \quad (61)$$

Όπου

FuelCost(ftype,p) είναι το κόστος του καυσίμου που χρησιμοποιείται εκφρασμένο σε Euro / μονάδα μέτρησης καυσίμου για τον τύπο καυσίμου ftype και την περίοδο p. Η μονάδα μέτρησης μπορεί να είναι TONS or m3, ανάλογα με τον τύπο του καυσίμου (π.χ. Euro/TON).

FuelAverageHeatingvalue(ftype) είναι ένας συντελεστής μετατροπής από Μονάδες Καυσίμου σε μονάδες Θερμότητας (GJ) για τον τύπο του καυσίμου ftype (π.χ. GJ/TON).

EntityFuelMix(ge,p) είναι η σχετική αναλογία κάθε διαθέσιμου τύπου καυσίμου που πρόκειται να χρησιμοποιηθεί από την οντότητα ge σε κάθε χρονική περίοδο p.

Heat(ge,b) είναι η συνάρτηση ειδικής κατανάλωσης καυσίμου (η οποία προκύπτει από την καμπύλη ειδικής κατανάλωσης καυσίμου του Διαχειριστή του Συστήματος) η οποία αντιστοιχεί στα επιλεγμένα MW της βαθμίδας b, για την οντότητα ge εκφρασμένη σε GJ/MWh.

AverageVariableFuelCost(ge,b,p) είναι το Μέσο Μεταβλητό Κόστος Καυσίμου της οντότητας ge για τη βαθμίδα b στην περίοδο p εκφρασμένο σε Euro/MWh.

I.3.2.3.2 Συνολικό Μέσο Μεταβλητό Κόστος

Προσθέτοντας το Πρόσθετο Μεταβλητό Κόστος *AdditionalVariableCost* στο Μέσο Μεταβλητό Κόστος Καυσίμου *AverageVariableFuelCost*, υπολογίζεται το Συνολικό Μέσο Μεταβλητό Κόστος της οντότητας:

$$TotalAverageVariableCost(ge,b,p) = \frac{1}{1-GLF(ge,p)}\cdot\left(AverageVariableFuelCost(ge,b,p)+AdditionalVariableCost(ge)\right) \quad (62)$$

Όπου

TotalAverageVariableCost(ge,b,p) είναι Συνολικό Μέσο Μεταβλητό Κόστος της οντότητας ge για την βαθμίδα b και την περίοδο p εκφρασμένο σε Euro/MWh.

AverageVariableFuelCost(ge,b,p) είναι Μέσο Μεταβλητό Κόστος Καυσίμου της οντότητας ge στην περίοδο p εκφρασμένο σε Euro/MWh.

AdditionalVariableCost(ge) είναι πρόσθετα κόστη ανά MWh της οντότητας, εκφρασμένα σε Euro/MWh για την οντότητα παραγωγής ge.

Σημείωση: Το πρόσθετο μεταβλητό κόστος AdditionalVariableCost αντιπροσωπεύει το άθροισμα όλων των πρόσθετων μεταβλητών κοστών μίας μονάδας και περιλαμβάνει:

α. το πρόσθετο κόστος των πηγών παραγωγής (εκτός από το καύσιμο) σε €/MWh,

β. το πρόσθετο μεταβλητό κόστος της συντήρησης λόγω της λειτουργίας της μονάδας (εκτός από το σταθερό κόστος συντήρησης) σε €/MWh,

γ. το πρόσθετο μεταβλητό κόστος του ανθρωπίνου δυναμικού λόγω της λειτουργίας της μονάδας (εκτός από το σταθερό κόστος του ανθρωπίνου δυναμικού) σε €/MWh,

δ. το πρόσθετο μεταβλητό κόστος των βελτιωτικών του καυσίμου τα οποία χρησιμοποιούνται για την αύξηση της Μέσης Θερμογόνου Δύναμης του βασικού καυσίμου σε €/MWh, και

ε. το πρόσθετο μεταβλητό κόστος των εκπομπών σε €/MWh.

I.3.2.3.3 Ωριαίο Κόστος

Το Ωριαίο Κόστος Cost μίας οντότητας *ge* για την βαθμίδα *b*, υπολογίζεται από το Συνολικό Μέσο Μεταβλητό Κόστος ως εξής:

$$HourlyCost(ge,b,p) = TotalAverageVariableCost(ge,b,p) \cdot BlockMW(ge,b,p) \quad (63)$$

Όπου

HourlyCost(ge,b,p) είναι το Ωριαίο Κόστος της οντότητας ge για τη βαθμίδα b στην περίοδο p εκφρασμένο σε Euro/h.

BlockMW(ge,b,p) είναι τα αθροιστικά MW για τη βαθμίδα b της οντότητας ge στην περίοδο p εκφρασμένα σε MW.

Το Ωριαίο Κόστος μίας οντότητας στο τεχνικό της ελάχιστο *MinMw* είναι προφανώς ίσο με:

$$HourlyCost(ge,MinMW,p) = TotalAverageVariableCost(ge,p) \cdot MinMw(ge,p) \quad (64)$$

Κάθε μονάδα είναι επίσης υποχρεωμένη να υποβάλλει Κόστος Λειτουργίας εν Κενώ, το οποίο παριστάνει το ωριαίο κόστος στα 0 MW.

$$HourlyCost(ge,0\ MW,p) = NoLoadCost(ge) \quad (65)$$

NoLoadCost(ge) είναι το κόστος παραγωγής της μονάδας στα 0 MW εκφρασμένο σε Euro/hour για την οντότητα ge.

I.3.2.3.4 Διαφορικό Κόστος (Incremental Cost)

Το Διαφορικό Κόστος (ή Οριακό Κόστος) μίας οντότητας υπολογίζεται από την παράγωγο του ωριαίου κόστους ως εξής:

$$IncrCost(ge,b,p) = \frac{d\left(HourlyCost(ge,b,p)\right)}{dt} = \frac{HourlyCost(ge,b,p) - HourlyCost(ge,b-1,p)}{BlockMW(ge,b,p)\ -\ BlockMW(ge,b-1,p)} \quad (66)$$

Όπου

IncrCost(ge,p) είναι το διαφορικό κόστος της βαθμίδας b για την οντότητα ge στην περίοδο p εκφρασμένο σε Euro/MWh.

Το πρώτο βήμα του Διαφορικού Κόστους μίας οντότητας ανάμεσα στη μηδενική παραγωγή και το τεχνικό ελάχιστο $IncrCost(0MW \rightarrow MinMW)$ ορίζεται από την ακόλουθη εξίσωση έτσι ώστε το ολοκλήρωμα του Διαφορικού Κόστους *IncrCost* από το μηδέν στο *MinMW* μαζί με το Κόστος Λειτουργίας εν Κενώ να είναι ίσο με το Ωριαίο Κόστος της οντότητας για παραγωγή στο *MinMw*.

$$IncrCost(ge, 0MW \rightarrow MinMW, p) = \frac{HourlyCost(ge, MinMW, p) - NoloadCost(ge)}{MinMW} \quad (67)$$

I.3.2.3.5 <u>Κόστος Παραγωγής</u>

Το κόστος παραγωγής στη λειτουργία ανάλυσης ταυτίζεται με αυτό της διαδικασίας λειτουργίας. Η μόνη διαφορά είναι ότι χρησιμοποιούνται οι καμπύλες του διαφορικού κόστους αντί των τιμολογούμενων προσφορών. Αυτό μπορεί να εκφραστεί ως εξής:

$$GenerationCost = \sum_{ge,p} (1 - GLF(ge)) \cdot \left(\sum_{b \in Blocks} (BlockClearedMW(ge,b,p).IncrCost(ge,b,p)) \right). D \quad (68)$$

Όπου

BlockClearedMW(ge,b,p) είναι μία μεταβλητή που παριστάνει την ποσότητα της εκκαθαριζόμενης ενέργειας, εκφρασμένη σε MW, για την οντότητα παραγωγής ge, τη βαθμίδα b, και την περίοδο p.

GLF(ge) είναι μία αδιάστατη παράμετρος που παριστάνει τον συντελεστή απωλειών παραγωγής της οντότητας ge.

D είναι η διάρκεια της περιόδου, εκφρασμένη σε ώρες. Η παράμετρος τίθεται ίση με 1.

I.4 Υπολογισμός Οριακής Τιμής

I.4.1 Αντικείμενο

Αντικείμενο αυτού του τμήματος είναι να περιγράψει τον υπολογισμό της Οριακής Τιμής Συστήματος (ΟΤΣ), της Τιμής Πρωτεύουσας Εφεδρείας και της Τιμής Δευτερεύουσας Ρύθμισης, με βάση τη μαθηματική διατύπωση του μοντέλου Επίλυσης αγοράς του ΗΕΠ.

I.4.2 Υπολογισμός της ΟΤΣ

Η Οριακή Τιμή Παραγωγής (ΟΤΠ) κάθε λειτουργικής ζώνης ισούται με το σκαιώδες κόστος (πολλαπλασιαστής Lagrange) του περιορισμού του ισοζυγίου ισχύος της ζώνης. Στην περίπτωση που οι διαζωνικοί περιορισμοί ροής δεν είναι δεσμευτικοί, οι δύο δυϊκές τιμές ταυτίζονται και η ΟΤΣ ισούται με αυτή την κοινή τιμή. Στην περίπτωση που οι διαζωνικοί περιορισμοί ροής είναι δεσμευτικοί, οι δύο δυϊκές τιμές μπο-

ρεί να είναι διαφορετικές και η ΟΤΣ υπολογίζεται ως ο σταθμισμένος (με την παραγωγή των ζωνών) μέσος όρος των οριακών τιμών παραγωγής των ζωνών.

Σε κάθε περίπτωση, η ΟΤΠ κάθε λειτουργικής ζώνης καθορίζεται από μία ή περισσότερες οντότητες εντός της κάθε Λειτουργικής Ζώνης, η οποίες μπορεί να είναι μονάδες παραγωγής, κατανεμόμενα φορτία, εισαγωγές ή εξαγωγές.

Προκειμένου να εφαρμοστεί η χαλάρωση Lagrange στην διατύπωση του προβλήματος, η Lagrangian συνάρτηση του προβλήματος ορίζεται, προσθέτοντας έναν πολλαπλασιαστή Lagrange σε κάθε περιορισμό του προβλήματος του ΗΕΠ, ως εξής:

$$L = Obj + \lambda_1 \cdot (Constraint_1) + ... + \lambda_N \cdot (Constraint_N)$$

Σύμφωνα με το Άρθρο 55, §4 του ΚΣΗΕ, όταν δεν προσεγγίζεται κάποιο διαζωνικό όριο ροής, η ΟΤΣ εκφράζει την οριακή μεταβολή του κοινωνικού πλεονάσματος του ΗΕΠ, η οποία προκύπτει από μία οριακή αύξηση του φορτίου του συστήματος. Όταν ένας περιορισμός ορίου ροής είναι δεσμευτικός, η ΟΤΠ της ζώνης εκφράζει την μεταβολή του κοινωνικού πλεονάσματος του ΗΕΠ, η οποία προκύπτει από μία οριακή αύξηση του φορτίου της υπόψη λειτουργικής ζώνης.

Σύμφωνα με τις συνθήκες βελτιστοποίησης Kuhn-Tucker, στο βέλτιστο σημείο η μερική παράγωγος της Lagrangian συνάρτησης ως προς μία συγκεκριμένη μεταβλητή του προβλήματος είναι ίση με το μηδέν. Κατά συνέπεια, αν ο παραπάνω κανόνας εφαρμοστεί στην παραγωγή μίας βαθμίδας μίας μονάδας "*ge*" (μεταβλητή: *BlockClearedMW(ge,b,p)),* έχουμε:

$$\frac{\partial L}{\partial BlockClearedMW_{ge}} = (1-GLF)\cdot Price - (1-GLF)\cdot \lambda_{ZPB} - \lambda_{Max} - \lambda_{Max}^{AGC} - \lambda_{Min} - \lambda_{MaxB}^{ge}$$
$$- \lambda_{MDE} - \lambda_{RRup} - \lambda_{RRdn} - \sum_{GC}(F_{GC}\cdot\lambda_{GC}) = 0$$

Αυτό δίνει:

$$\lambda_{ZPB} = \frac{(1-GLF)\cdot Price - \lambda_{Max} - \lambda_{Max}^{AGC} - \lambda_{Min} - \lambda_{MaxB}^{ge} - \lambda_{MDE} - \lambda_{RRup} - \lambda_{RRdn} - \sum_{GC}(F_{GC}\cdot\lambda_{GC})}{(1-GLF)}$$

Όπου

λ_{ZPB} είναι ο πολλαπλασιαστής Lagrange του περιορισμού ισοζυγίου ισχύος της λειτουργικής ζώνης (37)

λ_{Max} είναι ο πολλαπλασιαστής Lagrange του περιορισμού της ανισότητας (3)

λ_{Max}^{AGC} είναι ο πολλαπλασιαστής Lagrange του περιορισμού της ανισότητας (4)

λ_{Min} είναι ο πολλαπλασιαστής Lagrange του περιορισμού της ανισότητας (5)

λ_{MaxB}^{ge} είναι ο πολλαπλασιαστής Lagrange του περιορισμού της ανισότητας (24)

λ_{MDE} είναι ο πολλαπλασιαστής Lagrange του περιορισμού της ανισότητας (28)

λ_{RRup} είναι ο πολλαπλασιαστής Lagrange του περιορισμού της ανισότητας (53)

λ_{RRdn} είναι ο πολλαπλασιαστής Lagrange του περιορισμού της ανισότητας (54)

λ_{GC} είναι οι πολλαπλασιαστές Lagrange των περιορισμών (106), (107) και (108)

GC είναι το σύνολο των γενικών περιορισμών στους οποίους συμμετέχει η μονάδα “*ge*”

F_{GC} είναι ο Συντελεστής Οντότητας με τον οποίο πολλαπλασιάζεται η παραγωγή της μονάδας στον γενικό περιορισμό GC

GLF είναι ο συντελεστής απωλειών παραγωγής που αντιστοιχεί στη μονάδα “*ge*”

Αν η συνθήκη βελτιστοποίησης Kuhn-Tucker στο βέλτιστο σημείο εφαρμόζεται στην κατανάλωση ενός τιμολογούμενου φορτίου “*ld*” (μεταβλητή: *LoadBlockMW(ld,b,p)*), παίρνουμε:

$$\lambda_{ZPB} = \frac{(1+LLF)\cdot Price + \lambda_{MaxB}^{ld}}{(1+LLF)}$$

Όπου

λ_{MaxB}^{ld} είναι ο πολλαπλασιαστής Lagrange του περιορισμού της ανισότητας (25)

LLF είναι ο συντελεστής απωλειών φορτίου ο οποίος αντιστοιχεί στο τιμολογούμενο φορτίο “ld”

Αν η συνθήκη βελτιστοποίησης Kuhn-Tucker στο βέλτιστο σημείο εφαρμόζεται στην έγχυση μίας εισαγωγής “ge” (μεταβλητή: *BlockClearedMW(ge,b,p)*), παίρνουμε:

$$\lambda_{ZPB} = \frac{(1-GLF)\cdot Price - \lambda_{MaxB}^{ge} - \lambda_{NTC}^{im} - \lambda_{NTC}^{ex} - \sum_{cbs}\lambda_{CBSSET}^{im} - \sum_{cbs}\lambda_{CBSSET}^{ex}}{(1-GLF)}$$

Όπου

λ_{NTC}^{im} είναι ο πολλαπλασιαστής Lagrange του περιορισμού της ανισότητας (55)

λ_{NTC}^{ex} είναι ο πολλαπλασιαστής Lagrange του περιορισμού της ανισότητας (56)

λ_{CBSSET}^{im} είναι ο πολλαπλασιαστής Lagrange των περιορισμών ανισοτήτων (102) και (104)

λ_{CBSSET}^{ex} είναι ο πολλαπλασιαστής Lagrange των περιορισμών ανισοτήτων (103) και (105)

Αν η συνθήκη βελτιστοποίησης Kuhn-Tucker στο βέλτιστο σημείο εφαρμόζεται στην απορρόφηση μίας εξαγωγής “ld” (μεταβλητή: *LoadBlockMW(ld,b,p)*), παίρνουμε:

$$\lambda_{ZPB} = \frac{(1+LLF)\cdot Price + \lambda_{MaxB}^{ld} + \lambda_{NTC}^{im} + \lambda_{NTC}^{ex} + \sum_{cbs}\lambda_{CBSSET}^{im} + \sum_{cbs}\lambda_{CBSSET}^{ex}}{(1+LLF)}$$

Όταν προσεγγίζεται το όριο ροής ισχύος στις πύλες, τότε ξεχωριστές οριακές τιμές παραγωγής (ΟΤΠ, λ_{ZPB}) εξάγονται για κάθε λειτουργική ζώνη του συστήματος. Σύμφωνα με το Άρθρο 55, §4(στ) του ΚΣΗΕ, σε αυτή την περίπτωση η ΟΤΣ υπολογίζεται ως ο σταθμισμένος μέσος όρος των ΟΤΠ όλων των λειτουργικών ζωνών του συστήματος, ως εξής:

$$SMP = \frac{\sum_{z}\left(\lambda_{ZPB}^{z}\cdot\sum_{ge\in z} EntityInj_{ge}\right)}{\sum_{ge} EntityInj_{ge}}$$

Όπου $EntityInj_{ge}$ είναι η στάθμη έγχυσης της οντότητας (στο σημείο αγοράς) για την οντότητα παραγωγής "*ge*" (μονάδες και εισαγωγές).

I.4.3 Υπολογισμός των Τιμών Εφεδρειών

Η Τιμή της Πρωτεύουσας Εφεδρείας είναι ίση με την υψηλότερη προσφορά (για Πρωτεύουσα Εφεδρεία) μεταξύ των μονάδων που παρέχουν Πρωτεύουσα Εφεδρεία (συγκεκριμένα *EntityPrimRsvMW* > 0). Η Τιμή Δευτερεύουσας Ρύθμισης είναι ίση με την υψηλότερη προσφορά (για Δευτερεύουσα Ρύθμιση) μεταξύ των μονάδων που παρέχουν Δευτερεύουσα Ρύθμιση είτε προς τα επάνω είτε προς τα κάτω (συγκεκριμένα *EntitySecRsvUpMW* > 0 ή *EntitySecRsvDnMW* > 0).

I.4.4 Συμπεράσματα

Η ΟΤΠ λειτουργικής ζώνης, η οποία δίνεται από το εικονικό κόστος (πολλαπλασιαστής Lagrange) του περιορισμού ισοζυγίου ισχύος της ζώνης, εκφράζει το κόστος ενέργειας (αποκλειστικά, χωρίς να συμπεριλαμβάνει το κόστος της πρωτεύουσας και δευτερεύουσας εφεδρείας), ελαφρά διαφοροποιημένο με το κόστος της συμμετοχής της οριακής βαθμίδας της οριακής οντότητας (ή κάθε άλλης οντότητας) στους περιορισμούς του προβλήματος ΗΕΠ.

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ ΙΙ - ΕΠΙΚΟΙΝΩΝΙΑ ΜΕ ΤΟ ΛΑΓΗΕ

Στο Παράρτημα αυτό παρουσιάζονται τα σημεία εξυπηρέτησης του Λειτουργού της Αγοράς για τις διαδικασίες που περιγράφονται στο παρόν Εγχειρίδιο.

ΙΙ.1. Σημεία Εξυπηρέτησης ΛΑΓΗΕ

Θέματα δηλώσεων και προσφορών στην ημερήσια αγορά, επίλυσης ΗΕΠ, δημοσιεύσεων δεδομένων εισόδου και αποτελεσμάτων ΗΕΠ.	Διενέργεια Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού, Κάστορος 72, 18545 Πειραιάς, Τηλ.: ++30 210 9466954, ++30 210 9466964, Fax: ++30 210 9466901 e-mail: px.DASoperations@lagie.gr
Θέματα Εκκαθάρισης ΗΕΠ, Θέματα Μητρώου Συμμετεχόντων	Επιχειρησιακή Διεύθυνση Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΕΔΣΗΕ), Κάστορος 72, 18545 Πειραιάς, Τηλ.: ++30 210 9466953, ++30 210 9466810, ++30 210 9466905, Fax: ++30 210 9466901 e-mail: px.registration@lagie.gr (μητρώο) px.DASsettlement@lagie.gr (εκκαθάριση)
Οικονομικά θέματα – Λογιστήριο	Διεύθυνση Οικονομικού, Κάστορος 72, 18545 Πειραιάς, Τηλ.: ++30 210 9466716, ++30 210 9466800, Fax: ++30 210 9466841

II.2. Ηλεκτρονική Επικοινωνία στα πλαίσια του ΗΕΠ

Ο Λειτουργός της Αγοράς χρησιμοποιεί, κατά περίπτωση, κάθε πρόσφορο μέσο για την επικοινωνία του με τους Συμμετέχοντες (ηλεκτρονική αλληλογραφία, τηλεομοιοτυπία, τηλεφωνική συνομιλία, κτλ). Το πιο πρόσφορο εξ αυτών είναι η ηλεκτρονική αλληλογραφία.

Η Διεύθυνση ΗΕΠ του Διαχειριστή του Συστήματος ζητά από κάθε Συμμετέχοντα να δηλώσει τρεις διευθύνσεις ηλεκτρονικής αλληλογραφίας:

Βασική διεύθυνση προγραμματισμού: *(schedule_main_e_mail@your_provider.com)*

Ο Λειτουργός της Αγοράς αποστέλλει πληθώρα πληροφοριών και ανακοινώσεων στους Συμμετέχοντες. Οι πληροφορίες και οι ανακοινώσεις που αποστέλλονται στα πλαίσια του ΗΕΠ καλύπτουν ευρύ φάσμα θεμάτων που αφορούν στην συμμετοχή στην αγορά, και αποστέλλονται στη βασική διεύθυνση προγραμματισμού που έχει δηλώσει ο Συμμετέχων.

Εφεδρική διεύθυνση προγραμματισμού: *(schedule_back_up @your_provider.com)*

Η εφεδρική διεύθυνση χρησιμοποιείται αποκλειστικά ώστε να εξασφαλίζεται μεγαλύτερη αξιοπιστία στην λήψη των πληροφοριών από τους Συμμετέχοντες σε περίπτωση που υπάρχει κάποιο τεχνικό πρόβλημα με τη βασική διεύθυνση.

Ηλεκτρονική διεύθυνση Συμμετέχοντα για την υποβολή αρχείων στο Πληροφοριακό Σύστημα της Αγοράς: *(live_account@your_provider.com)*

Σε περίπτωση αδυναμίας σύνδεσης με την πλατφόρμα του Πληροφοριακού Συστήματος της Αγοράς για την υποβολή αρχείων από τους Συμμετέχοντες, υπάρχει η δυνατότητα εναλλακτικής υποβολής μέσω ηλεκτρονικού ταχυδρομείου. Η αποστολή του μηνύματος ηλεκτρονικού ταχυδρομείου για το λόγο αυτό μπορεί να γίνει μόνο από μία ηλεκτρονική διεύθυνση η οποία έχει εισαχθεί στην παραπάνω πλατφόρμα λογισμικού. Η αποστολή γίνεται προς την:

Ηλεκτρονική διεύθυνση παραλαβής αρχείων για την πλατφόρμα του Πληροφοριακού Συστήματος της Αγοράς: *(market@desmie.gr)*

Η διεύθυνση αυτή έχει δημιουργηθεί αποκλειστικά για την εναλλακτική ηλεκτρονική υποβολή αρχείων στην Αγορά. Δεν αποτελεί μέσο γενικής επικοινωνίας με το Λειτουργό της Αγοράς. Η διαχείριση της εισερχόμενης ηλεκτρονικής αλληλογραφίας γίνεται αυτόματα από την πλατφόρμα λογισμικού χωρίς ανθρώπινη παρέμβαση. Η πλατφόρμα λογισμικού δέχεται την υποβολή αρχείων μόνο από την πιο πάνω δηλωθείσα διεύθυνση υποβολής αρχείων κάθε Συμμετέχοντα.

II.3. Ιστοσελίδες ΛΑΓΗΕ

Παρακάτω παρουσιάζονται οι ιστοσελίδες που αναφέρονται στο Εγχειρίδιο αυτό και χρησιμοποιούνται από τους Συμμετέχοντες για τη λειτουργία της Αγοράς:

Εταιρικός ιστότοπος ΛΑΓΗΕ: www.lagie.gr

Πληροφοριακό Σύστημα Λειτουργίας της Αγοράς: https://mmspa.desmie.gr/mms-pa-app/

Πληροφοριακό Σύστημα Εκκαθάρισης της Αγοράς: https://mmspa.desmie.gr/mms-pa-app/, με επιλογή ‘Publishing’ και στη συνέχεια ‘Settlement Reports’.

II.4. Έντυπο Επικοινωνίας Συμμετεχόντων με το ΛΑΓΗΕ

Ο Λειτουργός της Αγοράς έχει αναπτύξει μία φόρμα για την αποδοτικότερη επικοινωνία με τους Συμμετέχοντες, ώστε αφενός να υπάρχει ανάθεση κάθε επικοινωνίας στα αρμόδια στελέχη του Διαχειριστή του Συστήματος, και αφετέρου να γίνεται καταγραφή των περιστατικών και καλύτερη παρακολούθηση και διαχείριση των εργασιών.

Το έντυπο επικοινωνίας φαίνεται παρακάτω. Παρέχεται σε ηλεκτρονική μορφή από τον εταιρικό ιστότοπο του ΛΑΓΗΕ με το «SRYYYYMMDD_COMP_nn.doc». Αναλυτικές λεπτομέρειες για τη συμπλήρωση της φόρμας παρέχονται στη 2η σελίδα του αρχείου:

SERVICE REQUEST

FROM: (Name)
(Company)
(Phone)
(email)

DATE:

REFERENCE SRYYYYMMDD_COMP_nn

SERVICE TYPE:

SERVICE REQUEST SUMMARY:

DESCRIPTION OF SERVICE REQUEST:

SEVERITY:

OPERATOR RESPONSE:

CLOSURE DATE:

STATUS:

Service Request instructions

Because of the preliminary nature of this document, it should not exceed one page in length.

FIELDS TO BE FILLED-IN BY THE MARKET PARTICIPANT

REFERENCE: This is the reference of the specific service request with the format indicated, where

- ✓ YYYYMMDD = date of sending it to LAGIE
- ✓ COMP = Company name (maximum four letters)
- ✓ nn = ascending number of request sent this date

SERVICE REQUEST SUMMARY: The user assigned short name of the service request. Example: "Up-loading of Priced Energy Offers".

SERVICE TYPE: The TYPE can have one of the following values:

1. Software issues (e.g. tools, converters, forms) → SW
2. Communications issues (e.g. connection or e-mail problems, communication problems) → CO
3. Market operation issues (e.g. on DAS) → MO
4. Settlement issues → SE
5. Miscellaneous (e.g. any other inquiry or suggestion) → MI

DESCRIPTION OF SERVICE REQUEST: This is a brief, high-level description of the request.

SEVERITY: The severity of the request for the requester business may take the following values:

- 1: blocking problem or lack of info for business.
- 2: not urgent problem or info, problem for which a by-pass can be applied
- 3: general info on market procedures, tools etc.

FIELDS TO BE FILLED OUT BY THE MARKET OPERATOR

LAGIE RESPONSE: Here LAGIE personnel should edit the response to the market participant request.

CLOSURE DATE: This is the date of problem resolution, or answer to the request by LAGIE personnel.

STATUS: The status of the service request may have the following states.

1. Solved
2. In process

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ ΙΙΙ - ΥΠΟΒΑΛΛΟΜΕΝΑ ΚΑΙ ΔΗΜΟΣΙΕΥΟΜΕΝΑ ΑΡΧΕΙΑ

Στο Παράρτημα αυτό αναφέρονται τα αρχεία που αποστέλλονται από τους Συμμετέχοντες προς τον Λειτουργό της Αγοράς, καθώς και εκείνα που δημοσιεύει ο Λειτουργός για την ενημέρωση των συμμετεχόντων.

Αρχεία που Υποβάλλονται από τους Συμμετέχοντες στον ΗΕΠ

ΚΩΔΙΚΟΣ ΑΡΧΕΙΟΥ	ΤΥΠΟΣ	ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ	ΑΠΟΣΤΟΛΕΑΣ	ΠΑΡΑΛΗΠΤΗΣ	ΜΕΣΟ ΑΠΟΣΤΟΛΗΣ
7	XML	Τιμολογούμενη Προσφορά Έγχυσης	Συμμετέχων	ΛΑΓΗΕ	Πλατφόρμα (MMS) Πληροφοριακού Συστήματος Αγοράς
8	XML	Δήλωση εβδομαδιαίας υποχρεωτικής έγχυσης ΥΗΣ	Συμμετέχων	ΛΑΓΗΕ	Πλατφόρμα (MMS) Πληροφοριακού Συστήματος Αγοράς
9	XML	Μη-Τιμολογούμενη Δήλωση Φορτίου	Συμμετέχων	ΛΑΓΗΕ	Πλατφόρμα (MMS) Πληροφοριακού Συστήματος Αγοράς
10	XML	Τιμολογούμενη Δήλωση Φορτίου	Συμμετέχων	ΛΑΓΗΕ	Πλατφόρμα (MMS) Πληροφοριακού Συστήματος Αγοράς
11	XML	Προσφορά Πρωτεύουσας Εφεδρείας	Παραγωγός	ΛΑΓΗΕ	Πλατφόρμα (MMS) Πληροφοριακού Συστήματος Αγοράς
12	XML	Προσφορά Εύρους Δευτερεύουσας Ρύθμισης	Παραγωγός	ΛΑΓΗΕ	Πλατφόρμα (MMS) Πληροφοριακού Συστήματος Αγοράς
13	XML	Δήλωση Μη-Διαθεσιμότητας	Παραγωγός	ΛΑΓΗΕ	Πλατφόρμα (MMS) Πληροφοριακού Συστήματος Αγοράς

ΚΩΔΙΚΟΣ ΑΡΧΕΙΟΥ	ΤΥΠΟΣ	ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ	ΑΠΟΣΤΟΛΕΑΣ	ΠΑΡΑΛΗΠΤΗΣ	ΜΕΣΟ ΑΠΟΣΤΟΛΗΣ
14	XML	Δήλωση Τεχνοοικονομικών Στοιχείων	Παραγωγός	ΛΑΓΗΕ	Πλατφόρμα (MMS) Πληροφοριακού Συστήματος Αγοράς
15	XML	Δήλωση Καταχωρημένων Χαρακτηριστικών	Παραγωγός	ΛΑΓΗΕ	Πλατφόρμα (MMS) Πληροφοριακού Συστήματος Αγοράς

Αρχεία που Δημοσιεύει ο ΛΑΓΗΕ

Α/Α	ΟΝΟΜΑ ΑΡΧΕΙΟΥ	ΤΥΠΟΣ	ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ	ΠΑΡΑΛΗΠΤΗΣ	ΜΕΣΟ ΑΠΟΣΤΟΛΗΣ
1	**YYYYMMDD_Mandatory_Waters_vv** όπου: **YYYYMMDD**: Ημερομηνία που αφορά η σύγκριση εβδομαδιαίων υποχρεωτικών νερών και αναθεώρησής τους **vv**: Εκδοση του αρχείου	Excel	Αρχείο σύγκρισης εβδομαδιαίων υποχρεωτικών νερών και της αναθεώρησής τους	Συμμετέχων	Δημοσίευση στην ιστοσελίδα του ΛΑΓΗΕ
2	**YYYYMMDD _UnitAvailabilities_vv** όπου: **YYYYMMDD**: Ημερομηνία που αφορά η πρόβλεψη διαθεσιμότητας των μονάδων **vv**: Εκδοση του αρχείου	Excel	Αρχείο πρόβλεψης διαθεσιμότητας των μονάδων	Συμμετέχων	Δημοσίευση στην ιστοσελίδα του ΛΑΓΗΕ
3	**YYYYMMDD_DAS_Requirements_vv.xls** όπου: **YYYYMMDD**: Ημερομηνία που αφορά η δημοσίευση **vv**: Έκδοση του αρχείου	Excel	Αρχείο με βασικά στοιχεία που εισάγονται στην επίλυση του ΗΕΠ	Συμμετέχων	Δημοσίευση στην ιστοσελίδα του ΛΑΓΗΕ
4	**YYYYMMDD_DAS** όπου: **YYYYMMDD**: Ημερομηνία που αφορά η επίλυση του ΗΕΠ	Excel	Αρχείο Αποτελεσμάτων ΗΕΠ	Συμμετέχων	Δημοσίευση στην ιστοσελίδα του ΛΑΓΗΕ

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ IV - ΠΡΟΤΥΠΑ ΥΠΟΒΑΛΛΟΜΕΝΩΝ ΑΡΧΕΙΩΝ

IV.1. Αρχεία XSD

Τα παρακάτω αρχεία μπορούν να χρησιμοποιηθούν από τους Συμμετέχοντες για τη δημιουργία των XML αρχείων που υποβάλλονται στο πληροφοριακό σύστημα της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας.

Παρουσιάζονται τα XSD αρχεία για τις κάτωθι χρήσεις:

- Αρχείο «offer-message.xsd»
  - Τιμολογούμενη Προσφορά Έγχυσης
  - Τιμολογούμενη Προσφορά Εφεδρειών
  - Τιμολογούμενη Δήλωση Φορτίου
- Αρχείο «participant-techno-economic-declaration.xsd»
  - Δήλωση Τεχνοοικονομικών Στοιχείων (Άρθρου 44 του ΚΣΗΕ)
- Αρχείο «reserved-techno-economic-declaration.xsd»
  - Δήλωση Καταχωρημένων Χαρακτηριστικών (στοιχεία άρθρου 262 του ΚΔΣ)
- Αρχείο «schedule-xml.xsd»
  - Μη τιμολογούμενη Προσφορά Έγχυσης
  - Μη τιμολογούμενη Δήλωση Φορτίου
  - Δήλωση Μη Διαθεσιμότητας

ΑΡΧΕΙΟ «offer-message.xsd»


```
<?xml version="1.0" encoding="UTF-8"?>
<!-- edited with XMLSPY v2004 rel. 3 U (http://www.xmlspy.com) by jerome (AREVA T&D - EME) -->
<xs:schema xmlns:ecl="etso-code-lists.xsd" xmlns:xs="http://www.w3.org/2001/XMLSchema" xmlns:ecc="etso-core-cmpts.xsd" elementFormDefault="qualified" attributeFormDefault="unqualified">
	<xs:import namespace="etso-core-cmpts.xsd" schemaLocation="etso-core-cmpts.xsd"/>
	<xs:element name="OfferMessage">
		<xs:annotation>
			<xs:documentation>Object used for the transmission of energy offers and priced load declaration</xs:documentation>
```

```
		</xs:annotation>
		<xs:complexType>
			<xs:sequence>
				<xs:element name="MessageIdentification" type="ecc:IdentificationType">
					<xs:annotation>
						<xs:documentation>Unique identification of a
message.</xs:documentation>
					</xs:annotation>
				</xs:element>
				<xs:element name="MessageVersion" type="ecc:VersionType">
					<xs:annotation>
						<xs:documentation>Version of the message being sent. A
message may be sent several times with the same identification. The version is used to distinguish one instance of the
same message from another with the same identification.</xs:documentation>
					</xs:annotation>
				</xs:element>
				<xs:element name="MessageType" type="ecc:MessageType">
					<xs:annotation>
						<xs:documentation>The coded type of a message. The message
type describes the principal characteristic of a message.</xs:documentation>
					</xs:annotation>
				</xs:element>
				<xs:element name="ProcessType" type="ecc:ProcessType">
					<xs:annotation>
						<xs:documentation>Indicates the nature of process that the
schedule addresses.</xs:documentation>
					</xs:annotation>
				</xs:element>
				<xs:element name="ScheduleClassificationType" type="ecc:ClassificationType">
					<xs:annotation>
						<xs:documentation>The means used to classify the time series
within a schedule. This may either be grouped by time series characteristics or by summery.</xs:documentation>
					</xs:annotation>
				</xs:element>
				<xs:element name="SenderIdentification" type="ecc:PartyType">
					<xs:annotation>
						<xs:documentation>Identification of the party who is sending
the message. </xs:documentation>
```

```
                </xs:annotation>
            </xs:element>
            <xs:element name="SenderRole" type="ecc:RoleType">
                <xs:annotation>
                    <xs:documentation>Identification of the role that is played by
the sender. </xs:documentation>
                </xs:annotation>
            </xs:element>
            <xs:element name="ReceiverIdentification" type="ecc:PartyType">
                <xs:annotation>
                    <xs:documentation>Identification of the party who is receiving
the message. </xs:documentation>
                </xs:annotation>
            </xs:element>
            <xs:element name="ReceiverRole" type="ecc:RoleType">
                <xs:annotation>
                    <xs:documentation>Identification of the role that is played by
the receiver.</xs:documentation>
                </xs:annotation>
            </xs:element>
            <xs:element name="MessageDateTime" type="ecc:MessageDateTimeType">
                <xs:annotation>
                    <xs:documentation>Date and time of the preparation of a
message. The time must be expressed in UTC as: YYYY-MM-DDTHH:MM:SSZ.</xs:documentation>
                </xs:annotation>
            </xs:element>
            <xs:element name="ScheduleTimeInterval" type="ecc:TimeIntervalType">
                <xs:annotation>
                    <xs:documentation>The start date and time and the end date and
time of the time interval of the schedule. The calculated resolution is expressed in minutes. The time must always be
expressed in UTC.</xs:documentation>
                </xs:annotation>
            </xs:element>
            <xs:element ref="OfferDetail" minOccurs="0" maxOccurs="unbounded"/>
        </xs:sequence>
        <xs:attribute name="DtdVersion" type="xs:string" use="required"/>
        <xs:attribute name="DtdRelease" type="xs:string" use="required"/>
    </xs:complexType>
```

```
	</xs:element>
	<!--________________________________________-->
	<xs:element name="OfferDetail">
		<xs:complexType>
			<xs:sequence>
				<xs:element name="OfferIdentification" type="ecc:IdentificationType"/>
				<xs:element name="OfferVersion" type="ecc:VersionType"/>
				<xs:element name="OfferType" type="OfferTypeList"/>
				<xs:element name="InParty" type="ecc:PartyType"  minOccurs="0">
					<xs:annotation>
						<xs:documentation>The party that is putting the product into the
area.</xs:documentation>
					</xs:annotation>
				</xs:element>
				<xs:element name="OutParty" type="ecc:PartyType"  minOccurs="0">
					<xs:annotation>
						<xs:documentation>The party that is withrawing the product
from the area.</xs:documentation>
					</xs:annotation>
				</xs:element>
				<xs:element name="MeteringPointIdentification" minOccurs="0">
					<xs:annotation>
						<xs:documentation>The identification of the location where one
or more products are metered. This may be one physical location or the combination of several points
together.</xs:documentation>
					</xs:annotation>
					<xs:complexType>
						<xs:complexContent>
							<xs:extension base="ecc:IdentificationType">
								<xs:attribute name="subValue"
type="ecc:SubValueType"/>
								<xs:attribute name="codingScheme"
type="ecl:CodingSchemeType" use="required"/>
							</xs:extension>
						</xs:complexContent>
					</xs:complexType>
				</xs:element>
				<xs:element name="InArea" type="ecc:AreaType"  minOccurs="0">
```

```
					<xs:annotation>
						<xs:documentation>The area in the direction where the product is flowing.</xs:documentation>
					</xs:annotation>
				</xs:element>
				<xs:element name="OutArea" type="ecc:AreaType" minOccurs="0">
					<xs:annotation>
						<xs:documentation>The area in the direction from where the product coming.</xs:documentation>
					</xs:annotation>
				</xs:element>
				<xs:element name="CapacityContractType" type="ecc:ContractType" minOccurs="0">
					<xs:annotation>
						<xs:documentation>The contract type defines the conditions under which the capacity is allocated and handled. EG: daily auction, weekly auction, monthly auction, yearly auction, etc. The significance of this type is dependent on area specific coded working methods.</xs:documentation>
					</xs:annotation>
				</xs:element>
				<xs:element name="CapacityAgreementIdentification" type="ecc:IdentificationType" minOccurs="0">
					<xs:annotation>
						<xs:documentation>The identification of an agreement for the allocation of capacity to a party. The same identification must be always used even when the same capacity is fully or partially resold.</xs:documentation>
					</xs:annotation>
				</xs:element>
				<xs:element ref="Period"/>
			</xs:sequence>
		</xs:complexType>
	</xs:element>
	<!--_________________________________________-->
	<xs:element name="Period">
		<xs:annotation>
			<xs:documentation>Object used to identify the period that the interval quantities cover and the resolution of each step within the period.</xs:documentation>
		</xs:annotation>
		<xs:complexType>
```

```
<xs:sequence>
<xs:element name="TimeInterval" type="ecc:TimeIntervalType">
<xs:annotation>
<xs:documentation>The start date and time and the end date and
time of an event. The time interval must be expressed in a form respecting ISO 8601 : YYYY-MM-
DDTHH:MMZ/YYYY-MM-DDTHH:MMZ.ISO 8601 rules for reduction may apply. The time must always be
expressed in UTC.</xs:documentation>
</xs:annotation>
</xs:element>
<xs:element name="Resolution" type="ecc:ResolutionType">
<xs:annotation>
<xs:documentation>Defines the number of units of time that
compose an individual step within a period. The resolution is expressed in compliance with ISO 8601 in the following
format:PnYnMnDTnHnMnS.Where nY expresses a number of years, nM a number of months, nD a number of
days.The letter “T” separates the date expression from the time expression and after it nH identifies a number of hours,
nM a number of minutes and nS a number of seconds. </xs:documentation>
</xs:annotation>
</xs:element>
<xs:element ref="Interval" maxOccurs="unbounded"/>
</xs:sequence>
</xs:complexType>
</xs:element>
<!--_______________________________________-->
<xs:element name="Interval">
<xs:annotation>
<xs:documentation>Object used for the transmission of each individual period and its
associated quantity.</xs:documentation>
</xs:annotation>
<xs:complexType>
<xs:sequence>
<xs:element name="Pos" type="ecc:PositionType">
<xs:annotation>
<xs:documentation>A sequential value representing the relative
position of an entity within a space such as a time interval</xs:documentation>
</xs:annotation>
</xs:element>
<xs:element ref="Block" maxOccurs="10"/>
</xs:sequence>
```

```
                    </xs:complexType>
          </xs:element>
          <!--________________________________________-->
          <xs:element name="Block">
                    <xs:annotation>
                              <xs:documentation>Object used for the transmission of specific offer. An offer can be
considered as a
set of price-energy blocks on a given time interval.</xs:documentation>
                    </xs:annotation>
                    <xs:complexType>
                              <xs:sequence>
                                        <xs:element name="Pos" type="BlockPositionType">
                                                  <xs:annotation>
                                                            <xs:documentation>The unique identification that the sender of
the offer has assigned to it.</xs:documentation>
                                                  </xs:annotation>
                                        </xs:element>
                                        <xs:element name="Price" type="PriceType">
                                                  <xs:annotation>
                                                            <xs:documentation>The price of the energy
block</xs:documentation>
                                                  </xs:annotation>
                                        </xs:element>
                                        <xs:element name="Qty" type="QuantityType">
                                                  <xs:annotation>
                                                            <xs:documentation>The quantity of energy composing the
block</xs:documentation>
                                                  </xs:annotation>
                                        </xs:element>
                              </xs:sequence>
                    </xs:complexType>
          </xs:element>
          <!--____________________________________________________-->
          <xs:complexType name="OfferTypeList">
                    <xs:annotation>
                              <xs:documentation>List of valid offer types                    </xs:documentation>
                    </xs:annotation>
                    <xs:attribute name="v" use="required">
```

```
                        <xs:simpleType>
                                <xs:restriction base="xs:NMTOKEN">
                                        <xs:enumeration value="A01"/>
                                        <xs:enumeration value="A04"/>
                                        <xs:enumeration value="A11"/>
                                        <xs:enumeration value="A12"/>
                                        <xs:enumeration value="Z06"/>
                                        <xs:enumeration value="Z15"/>
                                        <xs:enumeration value="Z16"/>
            <xs:enumeration value="Z17"/>
            <xs:enumeration value="Z18"/>
            <xs:enumeration value="energy"/>
                                        <xs:enumeration value="load"/>
                                        <xs:enumeration value="import"/>
                                        <xs:enumeration value="export"/>
                                </xs:restriction>
                        </xs:simpleType>
                </xs:attribute>
        </xs:complexType>
        <!-- BlockPositionType -->
        <!-- ================== -->
        <xs:complexType name="BlockPositionType">
                <xs:annotation>
                        <xs:documentation>A sequential value representing the position of an entity (typically the
position of a block inside an
offer).</xs:documentation>
                </xs:annotation>
                <xs:attribute name="v" use="required">
                        <xs:simpleType>
                                <xs:restriction base="xs:integer">
                                        <xs:minInclusive value="1"/>
                                        <xs:maxInclusive value="25"/>
                                </xs:restriction>
                        </xs:simpleType>
                </xs:attribute>
        </xs:complexType>
        <!-- PriceType -->
        <!-- ========== -->
```

```
	<xs:complexType name="PriceType">
		<xs:annotation>
			<xs:documentation>Represent a price</xs:documentation>
		</xs:annotation>
		<xs:attribute name="v" use="required">
			<xs:simpleType>
				<xs:restriction base="xs:decimal">
					<xs:fractionDigits value="3"/>
					<xs:pattern value="\d{1,15}.\d{3}"/>
				</xs:restriction>
			</xs:simpleType>
		</xs:attribute>
	</xs:complexType>
	<!-- QuantityType -->
	<!-- ============ -->
	<xs:complexType name="QuantityType">
		<xs:annotation>
			<xs:documentation>
(Synonym "qty") The quantity of an energy product. Positive quantities shall not have a sign.</xs:documentation>
		</xs:annotation>
		<xs:attribute name="v" use="required">
			<xs:simpleType>
				<xs:restriction base="xs:integer">
					<xs:pattern value="\d{1,15}"/>
				</xs:restriction>
			</xs:simpleType>
		</xs:attribute>
	</xs:complexType>
</xs:schema>
```

ΑΡΧΕΙΟ «participant-techno-economic-declaration.xsd»

```
<?xml version="1.0" encoding="UTF-8"?>
<xsd:schema xmlns:ecc="etso-core-cmpts.xsd" xmlns:xsd="http://www.w3.org/2001/XMLSchema" xmlns:ecl="etso-code-lists.xsd" elementFormDefault="qualified">
```

```
	<xsd:import namespace="etso-core-cmpts.xsd" schemaLocation="etso-core-cmpts.xsd"/>
	<xsd:element name="TechnoEconomicDeclaration">
		<xsd:complexType>
			<xsd:sequence>
				<xsd:element name="MessageIdentification" type="ecc:IdentificationType">
					<xsd:annotation>
						<xsd:documentation>Unique identification of a
message.</xsd:documentation>
					</xsd:annotation>
				</xsd:element>
				<xsd:element name="MessageVersion" type="ecc:VersionType">
					<xsd:annotation>
						<xsd:documentation>Version of the message being sent. A
message may be sent several times with the same identification. The version is used to distinguish one instance of the
same message from another with the same identification.</xsd:documentation>
					</xsd:annotation>
				</xsd:element>
				<xsd:element name="SenderIdentification" type="ecc:PartyType">
					<xsd:annotation>
						<xsd:documentation>Identification of the party who is sending
the message. </xsd:documentation>
					</xsd:annotation>
				</xsd:element>
				<xsd:element name="SenderRole" type="ecc:RoleType">
					<xsd:annotation>
						<xsd:documentation>Identification of the role that is played by
the sender. </xsd:documentation>
					</xsd:annotation>
				</xsd:element>
				<xsd:element name="ReceiverIdentification" type="ecc:PartyType">
					<xsd:annotation>
						<xsd:documentation>Identification of the party who is receiving
the message. </xsd:documentation>
					</xsd:annotation>
				</xsd:element>
				<xsd:element name="ReceiverRole" type="ecc:RoleType">
					<xsd:annotation>
						<xsd:documentation>Identification of the role that is played by
```

```
the receiver.</xsd:documentation>
                    </xsd:annotation>
                </xsd:element>
                <xsd:element name="MessageDateTime" type="ecc:MessageDateTimeType">
                    <xsd:annotation>
                        <xsd:documentation>Date and time of the preparation of a
message. The time must be expressed in UTC as: YYYY-MM-DDTHH:MM:SSZ.</xsd:documentation>
                    </xsd:annotation>
                </xsd:element>
                <xsd:element name="MessageTimeInterval" type="ecc:TimeIntervalType">
                    <xsd:annotation>
                        <xsd:documentation>The start date and time and the end date
and time of the time interval of the schedule. The calculated resolution is expressed in minutes. The time must always
be expressed in UTC.</xsd:documentation>
                    </xsd:annotation>
                </xsd:element>
                <xsd:element ref="UnitParameters" minOccurs="0" maxOccurs="unbounded"/>
            </xsd:sequence>
            <xsd:attribute name="DtdVersion" type="xsd:string" use="required"/>
            <xsd:attribute name="DtdRelease" type="xsd:string" use="required"/>
        </xsd:complexType>
    </xsd:element>
    <!--__________________________________________-->
    <xsd:element name="UnitParameters">
        <xsd:complexType>
            <xsd:sequence>
                <xsd:element name="UnitIdentification">
                    <xsd:annotation>
                        <xsd:documentation>The identification of the unit for which the
parameters are defined</xsd:documentation>
                    </xsd:annotation>
                    <xsd:complexType>
                        <xsd:complexContent>
                            <xsd:extension base="ecc:IdentificationType"/>
                        </xsd:complexContent>
                    </xsd:complexType>
                </xsd:element>
                <xsd:element name="TimeInterval" type="ecc:TimeIntervalType">
```

```
            <xsd:annotation>
                <xsd:documentation>The start date and time and the end date
and time of an event. The time interval must be expressed in a form respecting ISO 8601 : YYYY-MM-
DDTHH:MMZ/YYYY-MM-DDTHH:MMZ.ISO 8601 rules for reduction may apply. The time must always be
expressed in UTC.</xsd:documentation>
            </xsd:annotation>
        </xsd:element>
        <xsd:element name="MinTimeRevocation" type="ecc:QuantityType"/>
        <xsd:element name="AGCMaxLoad" type="ecc:QuantityType"/>
        <xsd:element name="AGCMinLoad" type="ecc:QuantityType"/>
        <xsd:element name="SecondaryControlRange" type="ecc:QuantityType"/>
        <xsd:element name="BlackStartCapability" type="YesNoType"/>
        <xsd:element name="PrimaryControlReserve" type="ecc:QuantityType"/>
        <xsd:element name="StandingReserve" type="ecc:QuantityType"/>
        <xsd:element ref="VariableCostBlock" minOccurs="0" maxOccurs="10"/>
        <xsd:element name="FuelACost" type="ecc:AmountType"/>
        <xsd:element name="FuelBCost" type="ecc:AmountType"/>
        <xsd:element name="FuelCCost" type="ecc:AmountType"/>
        <xsd:element name="FuelALHV" type="ecc:AmountType"/>
        <xsd:element name="FuelBLHV" type="ecc:AmountType"/>
        <xsd:element name="FuelCLHV" type="ecc:AmountType"/>
        <xsd:element name="SpecialCostForRawMaterial" type="ecc:AmountType"/>
        <xsd:element name="SpecialCostForMaintenance" type="ecc:AmountType"/>
        <xsd:element name="SpecialCostForAdditionalWorkForce"
type="ecc:AmountType"/>
        <xsd:element name="SpecialCostForFuelImprovement"
type="ecc:AmountType"/>
        <xsd:element name="SpecialCostForEmissions" type="ecc:AmountType"/>

        <xsd:element name="ColdStartupUpCost" type="ecc:AmountType"/>
        <xsd:element name="WarmStartupUpCost" type="ecc:AmountType"/>
        <xsd:element name="HotStartupUpCost" type="ecc:AmountType"/>
        <xsd:element name="StandbyFuelCost" type="ecc:AmountType"/>
        <xsd:element name="StandbyOperationMaintenanceCost"
type="ecc:AmountType"/>
        <xsd:element name="ShutdownCost" type="ecc:AmountType"/>
        <xsd:element name="NoLoadCost" type="ecc:AmountType"/>
      <xsd:element ref="Reason" minOccurs="0" maxOccurs="unbounded"/>
```

```
                </xsd:sequence>
            </xsd:complexType>
        </xsd:element>
        <!--_________________________________________-->
        <xsd:element name="VariableCostBlock">
            <xsd:complexType>
                <xsd:sequence>
                    <xsd:element name="NetGenerationLevel" type="ecc:QuantityType"/>
                    <xsd:element name="CompositionFuelA" type="ecc:QuantityType"/>
                    <xsd:element name="CompositionFuelB" type="ecc:QuantityType"/>
                    <xsd:element name="CompositionFuelC" type="ecc:QuantityType"/>
                </xsd:sequence>
            </xsd:complexType>
        </xsd:element>
        <!--_____________________________________________________-->
        <xsd:simpleType name="YesNoType">
            <xsd:annotation>
                <xsd:documentation>
                    <Definition>Yes or No </Definition>
                </xsd:documentation>
            </xsd:annotation>
            <xsd:restriction base="xsd:NMTOKEN">
                <xsd:enumeration value="Yes"/>
                <xsd:enumeration value="No"/>
            </xsd:restriction>
        </xsd:simpleType>
        <xsd:element name="Reason">
            <xsd:annotation>
                <xsd:documentation>Object used for the transmission of status codes and
comments.</xsd:documentation>
            </xsd:annotation>
            <xsd:complexType>
                <xsd:sequence>
                    <xsd:element name="ReasonCode" type="ecc:ReasonCodeType">
                        <xsd:annotation>
                            <xsd:documentation>The coded motivation of an
act.</xsd:documentation>
                        </xsd:annotation>
```

```
                        </xsd:element>
                        <xsd:element name="ReasonText" type="ecc:ReasonTextType" minOccurs="0">
                              <xsd:annotation>
                                    <xsd:documentation>The textual explanation of an act.</xsd:documentation>
                              </xsd:annotation>
                        </xsd:element>
                  </xsd:sequence>
            </xsd:complexType>
      </xsd:element>
</xsd:schema>
```


Αρχείο «reserved-techno-economic-declaration.xsd»


```
<?xml version="1.0" encoding="UTF-8"?>
<xsd:schema xmlns:ecc="etso-core-cmpts.xsd" xmlns:xsd="http://www.w3.org/2001/XMLSchema" xmlns:ecl="etso-code-lists.xsd" elementFormDefault="qualified">
      <xsd:import namespace="etso-core-cmpts.xsd" schemaLocation="etso-core-cmpts.xsd"/>
      <xsd:element name="TechnoEconomicDeclaration">
            <xsd:complexType>
                  <xsd:sequence>
                        <xsd:element name="MessageIdentification" type="ecc:IdentificationType">
                              <xsd:annotation>
                                    <xsd:documentation>Unique identification of a message.</xsd:documentation>
                              </xsd:annotation>
                        </xsd:element>
                        <xsd:element name="MessageVersion" type="ecc:VersionType">
                              <xsd:annotation>
                                    <xsd:documentation>Version of the message being sent. A message may be sent several times with the same identification. The version is used to distinguish one instance of the same message from another with the same identification.</xsd:documentation>
                              </xsd:annotation>
                        </xsd:element>
                        <xsd:element name="SenderIdentification" type="ecc:PartyType">
```

```
					<xsd:annotation>
						<xsd:documentation>Identification of the party who is sending the message. </xsd:documentation>
					</xsd:annotation>
				</xsd:element>
				<xsd:element name="SenderRole" type="ecc:RoleType">
					<xsd:annotation>
						<xsd:documentation>Identification of the role that is played by the sender. </xsd:documentation>
					</xsd:annotation>
				</xsd:element>
				<xsd:element name="ReceiverIdentification" type="ecc:PartyType">
					<xsd:annotation>
						<xsd:documentation>Identification of the party who is receiving the message. </xsd:documentation>
					</xsd:annotation>
				</xsd:element>
				<xsd:element name="ReceiverRole" type="ecc:RoleType">
					<xsd:annotation>
						<xsd:documentation>Identification of the role that is played by the receiver.</xsd:documentation>
					</xsd:annotation>
				</xsd:element>
				<xsd:element name="MessageDateTime" type="ecc:MessageDateTimeType">
					<xsd:annotation>
						<xsd:documentation>Date and time of the preparation of a message. The time must be expressed in UTC as: YYYY-MM-DDTHH:MM:SSZ.</xsd:documentation>
					</xsd:annotation>
				</xsd:element>
				<xsd:element name="MessageTimeInterval" type="ecc:TimeIntervalType">
					<xsd:annotation>
						<xsd:documentation>The start date and time and the end date and time of the time interval of the schedule. The calculated resolution is expressed in minutes. The time must always be expressed in UTC.</xsd:documentation>
					</xsd:annotation>
				</xsd:element>
				<xsd:element ref="UnitParameters" minOccurs="0" maxOccurs="unbounded"/>
			</xsd:sequence>
```

```
				<xsd:attribute name="DtdVersion" type="xsd:string" use="required"/>
				<xsd:attribute name="DtdRelease" type="xsd:string" use="required"/>
			</xsd:complexType>
		</xsd:element>
		<!--________________________________________-->
		<xsd:element name="UnitParameters">
			<xsd:complexType>
				<xsd:sequence>
					<xsd:element name="UnitIdentification">
						<xsd:annotation>
							<xsd:documentation>The identification of the unit for which the parameters are defined</xsd:documentation>
						</xsd:annotation>
						<xsd:complexType>
							<xsd:complexContent>
								<xsd:extension base="ecc:IdentificationType"/>
							</xsd:complexContent>
						</xsd:complexType>
					</xsd:element>
					<xsd:element name="TimeInterval" type="ecc:TimeIntervalType">
						<xsd:annotation>
							<xsd:documentation>The start date and time and the end date and time of an event. The time interval must be expressed in a form respecting ISO 8601 : YYYY-MM-DDTHH:MMZ/YYYY-MM-DDTHH:MMZ.ISO 8601 rules for reduction may apply. The time must always be expressed in UTC.</xsd:documentation>
						</xsd:annotation>
					</xsd:element>
					<xsd:element name="UnitNetCapacityNCAP" type="ecc:QuantityType"/>
					<xsd:element name="MaxContinuousGenerationCapability" type="ecc:QuantityType"/>
					<xsd:element name="MaxISOContinuousGenerationCapability" type="ecc:QuantityType"/>
					<xsd:element name="TechMinGeneration" type="ecc:QuantityType"/>
					<xsd:element name="MaxEnergyPerDay" type="ecc:QuantityType"/>
					<xsd:element name="MaxStartupPerYear" type="ecc:QuantityType"/>
					<xsd:element name="MinUpTime" type="ecc:QuantityType"/>
					<xsd:element name="MinDownTime" type="ecc:QuantityType"/>
					<xsd:element name="MaxGenCapability" type="ecc:QuantityType"/>
```

```
<xsd:element name="PriceMaxGenCapability" type="ecc:QuantityType"/>
<xsd:element name="MaxOperationTime" type="ecc:QuantityType"/>
<xsd:element name="HotToWarmTime" type="ecc:QuantityType"/>
<xsd:element name="WarmToColdTime" type="ecc:QuantityType"/>
<xsd:element name="HotSynchronizeTime" type="ecc:QuantityType"/>
<xsd:element name="WarmSynchronizeTime" type="ecc:QuantityType"/>
<xsd:element name="ColdSynchronizeTime" type="ecc:QuantityType"/>
<xsd:element name="HotSoakTime" type="ecc:QuantityType"/>
<xsd:element name="WarmSoakTime" type="ecc:QuantityType"/>
<xsd:element name="ColdSoakTime" type="ecc:QuantityType"/>
<xsd:element name="SynchronizationLoad" type="ecc:QuantityType"/>
<xsd:element name="DesynchronizationTime" type="ecc:QuantityType"/>
<xsd:element name="RampUpRate" type="ecc:QuantityType" />
<xsd:element name="RampDownRate" type="ecc:QuantityType" />
<xsd:element name="AGCMaxLoad" type="ecc:QuantityType" minOccurs="0"/>
<xsd:element name="AGCMinLoad" type="ecc:QuantityType" minOccurs="0"/>
<xsd:element name="AGCRampRate" type="ecc:QuantityType"/>
<xsd:element name="SecondaryControlRange" type="ecc:QuantityType" minOccurs="0"/>
<xsd:element name="PrimaryControlReserve" type="ecc:QuantityType" minOccurs="0"/>
<xsd:element ref="LeadingForActivePowerGeneration" minOccurs="0" maxOccurs="7"/>
<xsd:element ref="LaggingForActivePowerGeneration" minOccurs="0" maxOccurs="7"/>
<xsd:element ref="ForbiddenZones" minOccurs="0" maxOccurs="1"/>
<xsd:element ref="VariableCostBlock" minOccurs="0" maxOccurs="10"/>
<xsd:element ref="AuxiliaryLoadBlock" minOccurs="0" maxOccurs="10"/>

</xsd:sequence>
</xsd:complexType>
</xsd:element>
<!--__________________________________________-->
<xsd:element name="LeadingForActivePowerGeneration">
<xsd:complexType>
<xsd:sequence>
<xsd:element name="LeadingNetGenerationLevel" type="ecc:QuantityType"/>
<xsd:element name="LeadingReactivePower" type="ecc:QuantityType"/>
```

```
            </xsd:sequence>
        </xsd:complexType>
    </xsd:element>
    <!--__________________________________________-->
    <xsd:element name="LaggingForActivePowerGeneration">
        <xsd:complexType>
            <xsd:sequence>
                <xsd:element name="LaggingNetGenerationLevel" type="ecc:QuantityType"/>
                <xsd:element name="LaggingReactivePower" type="ecc:QuantityType"/>
            </xsd:sequence>
        </xsd:complexType>
    </xsd:element>
    <!--__________________________________________-->
    <xsd:element name="ForbiddenZones">
        <xsd:complexType>
            <xsd:sequence>
                <xsd:element name="ZoneLowerBound" type="ecc:QuantityType"/>
                <xsd:element name="ZoneUpperBound" type="ecc:QuantityType"/>
            </xsd:sequence>
        </xsd:complexType>
    </xsd:element>
    <!--__________________________________________-->
    <xsd:element name="VariableCostBlock">
        <xsd:complexType>
            <xsd:sequence>
                <xsd:element name="NetGenerationLevel" type="ecc:QuantityType"/>
                <xsd:element name="FuelConsumption" type="ecc:QuantityType"/>
            </xsd:sequence>
        </xsd:complexType>
    </xsd:element>
    <!--__________________________________________-->
    <xsd:element name="AuxiliaryLoadBlock">
        <xsd:complexType>
            <xsd:sequence>
                <xsd:element name="AuxiliaryLoad" type="ecc:QuantityType"/>
                <xsd:element name="FromMWh" type="ecc:QuantityType"/>
                <xsd:element name="ToMWh" type="ecc:QuantityType"/>
            </xsd:sequence>
```

```
                </xsd:complexType>
        </xsd:element>
        <!--__________________________________________________________-->
        <xsd:simpleType name="YesNoType">
                <xsd:annotation>
                        <xsd:documentation>
                                <Definition>Yes or No </Definition>
                        </xsd:documentation>
                </xsd:annotation>
                <xsd:restriction base="xsd:NMTOKEN">
                        <xsd:enumeration value="Yes"/>
                        <xsd:enumeration value="No"/>
                </xsd:restriction>
        </xsd:simpleType>
</xsd:schema>
```

ΑΡΧΕΙΟ «schedule-xml.xsd»

```
<?xml version="1.0" encoding="UTF-8"?>
<!-- edited with XML Spy v4.4 (http://www.xmlspy.com) by Michael Conroy (SEMA) -->
<!-- ETSO Schedule Merssage Version 2 release 3 -->
<xsd:schema xmlns:ecl="etso-code-lists.xsd" xmlns:xsd="http://www.w3.org/2001/XMLSchema" xmlns:ecc="etso-core-cmpts.xsd" elementFormDefault="qualified">
        <xsd:import namespace="etso-core-cmpts.xsd" schemaLocation="etso-core-cmpts.xsd"/>
        <!--_____________________________________________-->
        <xsd:element name="ScheduleMessage">
                <xsd:annotation>
                        <xsd:documentation>Object used for the transmission of planned schedules.</xsd:documentation>
                </xsd:annotation>
                <xsd:complexType>
                        <xsd:sequence>
                                <xsd:element name="MessageIdentification" type="ecc:IdentificationType">
                                        <xsd:annotation>
                                                <xsd:documentation>Unique identification of a
```

```
message.</xsd:documentation>
					</xsd:annotation>
				</xsd:element>
				<xsd:element name="MessageVersion" type="ecc:VersionType">
					<xsd:annotation>
						<xsd:documentation>Version of the message being sent. A message may be sent several times with the same identification. The version is used to distinguish one instance of the same message from another with the same identification.</xsd:documentation>
					</xsd:annotation>
				</xsd:element>
				<xsd:element name="MessageType" type="ecc:MessageType">
					<xsd:annotation>
						<xsd:documentation>The coded type of a message. The message type describes the principal characteristic of a message.</xsd:documentation>
					</xsd:annotation>
				</xsd:element>
				<xsd:element name="ProcessType" type="ecc:ProcessType">
					<xsd:annotation>
						<xsd:documentation>Indicates the nature of process that the schedule addresses.</xsd:documentation>
					</xsd:annotation>
				</xsd:element>
				<xsd:element name="ScheduleClassificationType" type="ecc:ClassificationType">
					<xsd:annotation>
						<xsd:documentation>The means used to classify the time series within a schedule. This may either be grouped by time series characteristics or by summery.</xsd:documentation>
					</xsd:annotation>
				</xsd:element>
				<xsd:element name="SenderIdentification" type="ecc:PartyType">
					<xsd:annotation>
						<xsd:documentation>Identification of the party who is sending the message. </xsd:documentation>
					</xsd:annotation>
				</xsd:element>
				<xsd:element name="SenderRole" type="ecc:RoleType">
					<xsd:annotation>
						<xsd:documentation>Identification of the role that is played by
```

```
the sender. </xsd:documentation>
					</xsd:annotation>
				</xsd:element>
				<xsd:element name="ReceiverIdentification" type="ecc:PartyType">
					<xsd:annotation>
						<xsd:documentation>Identification of the party who is receiving
the message. </xsd:documentation>
					</xsd:annotation>
				</xsd:element>
				<xsd:element name="ReceiverRole" type="ecc:RoleType">
					<xsd:annotation>
						<xsd:documentation>Identification of the role that is played by
the receiver.</xsd:documentation>
					</xsd:annotation>
				</xsd:element>
				<xsd:element name="MessageDateTime" type="ecc:MessageDateTimeType">
					<xsd:annotation>
						<xsd:documentation>Date and time of the preparation of a
message. The time must be expressed in UTC as: YYYY-MM-DDTHH:MM:SSZ.</xsd:documentation>
					</xsd:annotation>
				</xsd:element>
				<xsd:element name="ScheduleTimeInterval" type="ecc:TimeIntervalType">
					<xsd:annotation>
						<xsd:documentation>The start date and time and the end date
and time of the time interval of the schedule. The calculated resolution is expressed in minutes. The time must always
be expressed in UTC.</xsd:documentation>
					</xsd:annotation>
				</xsd:element>
				<xsd:element ref="ScheduleTimeSeries" minOccurs="0"
maxOccurs="unbounded"/>
			</xsd:sequence>
			<xsd:attribute name="DtdVersion" type="xsd:string" use="required">
				<xsd:annotation>
					<xsd:documentation>Version of the DTD or
Schema</xsd:documentation>
				</xsd:annotation>
			</xsd:attribute>
			<xsd:attribute name="DtdRelease" type="xsd:string" use="required">
```

```
                <xsd:annotation>
                    <xsd:documentation>Release of the DTD or Schema</xsd:documentation>
                </xsd:annotation>
            </xsd:attribute>
        </xsd:complexType>
    </xsd:element>
    <!--________________________________________-->
    <xsd:element name="ScheduleTimeSeries">
        <xsd:annotation>
            <xsd:documentation>Object used for the transmission of specific time series. A time series may be considered as a sequence of observations of a single process taken at equal time intervals.</xsd:documentation>
        </xsd:annotation>
        <xsd:complexType>
            <xsd:sequence>
                <xsd:element name="SendersTimeSeriesIdentification" type="ecc:IdentificationType">
                    <xsd:annotation>
                        <xsd:documentation>The unique identification that the sender of a message has assigned to a time series instance.</xsd:documentation>
                    </xsd:annotation>
                </xsd:element>
                <xsd:element name="SendersTimeSeriesVersion" type="ecc:VersionType">
                    <xsd:annotation>
                        <xsd:documentation>The version that distinguishes one instance of a time series instance from another with the same identification.</xsd:documentation>
                    </xsd:annotation>
                </xsd:element>
                <xsd:element name="BusinessType" type="ecc:BusinessType">
                    <xsd:annotation>
                        <xsd:documentation>The exact business nature identifying the principal characteristic of a schedule time series. </xsd:documentation>
                    </xsd:annotation>
                </xsd:element>
                <xsd:element name="Product" type="ecc:EnergyProductType">
                    <xsd:annotation>
                        <xsd:documentation>The identification of the nature of an
```

```
energy product such as Power, energy, reactive power, etc.</xsd:documentation>
					</xsd:annotation>
				</xsd:element>
				<xsd:element name="ObjectAggregation" type="ecc:ObjectAggregationType">
					<xsd:annotation>
						<xsd:documentation>The identification of the domain that is the
common dominator used to aggregate a schedule time series.</xsd:documentation>
					</xsd:annotation>
				</xsd:element>
				<xsd:element name="InArea" type="ecc:AreaType" minOccurs="0">
					<xsd:annotation>
						<xsd:documentation>The area in the direction where the product
is flowing.</xsd:documentation>
					</xsd:annotation>
				</xsd:element>
				<xsd:element name="OutArea" type="ecc:AreaType" minOccurs="0">
					<xsd:annotation>
						<xsd:documentation>The area in the direction from where the
product coming.</xsd:documentation>
					</xsd:annotation>
				</xsd:element>
				<xsd:element name="MeteringPointIdentification" minOccurs="0">
					<xsd:annotation>
						<xsd:documentation>The identification of the location where
one or more products are metered. This may be one physical location or the combination of several points
together.</xsd:documentation>
					</xsd:annotation>
					<xsd:complexType>
						<xsd:complexContent>
							<xsd:extension base="ecc:IdentificationType">
								<xsd:attribute name="subValue"
type="ecc:SubValueType"/>
								<xsd:attribute name="codingScheme"
type="ecl:CodingSchemeType" use="required"/>
							</xsd:extension>
						</xsd:complexContent>
					</xsd:complexType>
				</xsd:element>
```

```
				<xsd:element name="InParty" type="ecc:PartyType" minOccurs="0">
					<xsd:annotation>
						<xsd:documentation>The party that is putting the product into the area.</xsd:documentation>
					</xsd:annotation>
				</xsd:element>
				<xsd:element name="OutParty" type="ecc:PartyType" minOccurs="0">
					<xsd:annotation>
						<xsd:documentation>The party that is taking the product out of the area.</xsd:documentation>
					</xsd:annotation>
				</xsd:element>
				<xsd:element name="CapacityContractType" type="ecc:ContractType" minOccurs="0">
					<xsd:annotation>
						<xsd:documentation>The contract type defines the conditions under which the capacity is allocated and handled. EG: daily auction, weekly auction, monthly auction, yearly auction, etc. The significance of this type is dependent on area specific coded working methods.</xsd:documentation>
					</xsd:annotation>
				</xsd:element>
				<xsd:element name="CapacityAgreementIdentification" type="ecc:IdentificationType" minOccurs="0">
					<xsd:annotation>
						<xsd:documentation>The identification of an agreement for the allocation of capacity to a party. The same identification must be always used even when the same capacity is fully or partially resold.</xsd:documentation>
					</xsd:annotation>
				</xsd:element>
				<xsd:element name="MeasurementUnit" type="ecc:UnitOfMeasureType">
					<xsd:annotation>
						<xsd:documentation>The unit of measure that is applied to a quantity. The measurement units shall be in compliance with UN/ECE Recommendation 20.</xsd:documentation>
					</xsd:annotation>
				</xsd:element>
				<xsd:element ref="Period"/>
				<xsd:element ref="Reason" minOccurs="0" maxOccurs="unbounded"/>
			</xsd:sequence>
		</xsd:complexType>
```

```
</xsd:element>
<!--_________________________________________-->
<xsd:element name="Period">
	<xsd:annotation>
		<xsd:documentation>Object used to identify the period that the interval quantities cover and the resolution of each step within the period.</xsd:documentation>
	</xsd:annotation>
	<xsd:complexType>
		<xsd:sequence>
			<xsd:element name="TimeInterval" type="ecc:TimeIntervalType">
				<xsd:annotation>
					<xsd:documentation>The start date and time and the end date and time of an event. The time interval must be expressed in a form respecting ISO 8601 : YYYY-MM-DDTHH:MMZ/YYYY-MM-DDTHH:MMZ.ISO 8601 rules for reduction may apply. The time must always be expressed in UTC.</xsd:documentation>
				</xsd:annotation>
			</xsd:element>
			<xsd:element name="Resolution" type="ecc:ResolutionType">
				<xsd:annotation>
					<xsd:documentation>Defines the number of units of time that compose an individual step within a period. The resolution is expressed in compliance with ISO 8601 in the following format:PnYnMnDTnHnMnS.Where nY expresses a number of years, nM a number of months, nD a number of days.The letter “T” separates the date expression from the time expression and after it nH identifies a number of hours, nM a number of minutes and nS a number of seconds. </xsd:documentation>
				</xsd:annotation>
			</xsd:element>
			<xsd:element ref="Interval" maxOccurs="unbounded"/>
		</xsd:sequence>
	</xsd:complexType>
</xsd:element>
<!--_________________________________________-->
<xsd:element name="Interval">
	<xsd:annotation>
		<xsd:documentation>Object used for the transmission of each individual period and its associated quantity.</xsd:documentation>
	</xsd:annotation>
	<xsd:complexType>
		<xsd:sequence>
```

```
                        <xsd:element name="Pos" type="ecc:PositionType">
                            <xsd:annotation>
                                <xsd:documentation>A sequential value representing the relative position of an entity within a space such as a time interval</xsd:documentation>
                            </xsd:annotation>
                        </xsd:element>
                        <xsd:element name="Qty" type="ecc:QuantityType">
                            <xsd:annotation>
                                <xsd:documentation>The quantity of an energy product. Positive quantities shall not have a sign.</xsd:documentation>
                            </xsd:annotation>
                        </xsd:element>
                    </xsd:sequence>
                </xsd:complexType>
            </xsd:element>
            <!--__________________________________________-->
            <xsd:element name="Reason">
                <xsd:annotation>
                    <xsd:documentation>Object used for the transmission of status codes and comments.</xsd:documentation>
                </xsd:annotation>
                <xsd:complexType>
                    <xsd:sequence>
                        <xsd:element name="ReasonCode" type="ecc:ReasonCodeType">
                            <xsd:annotation>
                                <xsd:documentation>The coded motivation of an act.</xsd:documentation>
                            </xsd:annotation>
                        </xsd:element>
                        <xsd:element name="ReasonText" type="ecc:ReasonTextType" minOccurs="0">
                            <xsd:annotation>
                                <xsd:documentation>The textual explanation of an act.</xsd:documentation>
                            </xsd:annotation>
                        </xsd:element>
                    </xsd:sequence>
                </xsd:complexType>
            </xsd:element>
```

```
    <!--_______________________________________________-->
</xsd:schema>
```

IV.2. Μετατροπείς Αρχείων

Ο Λειτουργός της Αγοράς έχει αναπτύξει και προσφέρει ελεύθερα σε κάθε ενδιαφερόμενο Συμμετέχοντα μια σειρά από μετατροπείς αρχείων ώστε να διευκολύνει τη συμμετοχή τους στην Ελληνική Αγορά. Οι μετατροπείς αυτοί είναι απλά εργαλεία λογισμικού τα οποία μετατρέπουν δεδομένα που εισάγονται σε μορφή XLS στην κατάλληλη μορφή XML ώστε να μπορούν να υποβληθούν στην πλατφόρμα λογισμικού του Πληροφοριακού Συστήματος της Αγοράς (MMS).

Αποποίηση ευθυνών: *Σημειώνεται ότι, παρότι ο Λειτουργός της Αγοράς καταβάλλει προσπάθεια να παρέχει αξιόπιστα και εύχρηστα εργαλεία μετατροπής στους Συμμετέχοντες, δεν αναλαμβάνει καμία ευθύνη για την καλή και αποτελεσματική τους λειτουργία. Οι Συμμετέχοντες είναι ελεύθεροι να δημιουργήσουν ή να προμηθευτούν δικά τους εργαλεία λογισμικού για την παραγωγή των απαιτούμενων αρχείων που υποβάλλονται στη Αγορά, δεδομένου ότι η απαιτούμενη δομή τους είναι σαφώς καθορισμένη και γνωστοποιείται σε όλους τους Συμμετέχοντες οι οποίοι μπορούν να απευθύνονται στον ΛΑΓΗΕ για την παροχή επιπλέον διευκρινίσεων. Όποιος Συμμετέχων επιλέγει να χρησιμοποιεί τα εργαλεία λογισμικού που παρέχονται από το Λειτουργό της Αγοράς, αναγνωρίζει ότι το πράττει αναλαμβάνοντας κάθε ευθύνη που σχετίζεται με τη χρήση τους και αποποιούμενος οποιαδήποτε διεκδίκησης από το ΛΑΓΗΕ που σχετίζεται με τη χρήση τους.*

Οι μετατροπείς που είναι διαθέσιμοι και από τον ιστότοπο του Λειτουργού της Αγοράς http://www.lagie.gr/agora/genikes-plirofories/chrisimes-plirofories/plirofories/article/579/, παρουσιάζονται στον Πίνακα που ακολουθεί:

Μετατροπείς αρχείων (.xls σε .xml)

Α/Α	Όνομα	Περιγραφή
1	Priced_Exports_ver_xxx.xls	Δημιουργία Τιμολογούμενης Δήλωσης Φορτίου για εξαγωγές ενέργειας
2	Priced_Imports_ver_xxx.xls	Δημιουργία Τιμολογούμενης Προσφοράς Ενέργειας για εισαγωγές ενέργειας
3	NonPriced_Load_Declarations_ ver_xxx.xls	Δημιουργία Μη Τιμολογούμενης Δήλωσης Φορτίου
4	TechnoEconomicalData_ ver_xxx.xls	Δημιουργία Δήλωσης Τεχνικοοικονομικών Στοιχείων (Άρθρου 44 ΚΣΗΕ & Άρθρου 262 ΚΔΣ)
5	UnitCommission_ver_xxx.xls	Δημιουργία Μη Τιμολογούμενης Προσφοράς Έγχυσης για μονάδες σε δοκιμαστική λειτουργία
6	Unavailability_ver_xxx.xls	Δημιουργία Δήλωσης Μη Διαθεσιμότητας (Ολικής & Μερικής)
7	Weekly_water_decleration_ver_xxx.xls	Δημιουργία Δήλωσης εβδομαδιαίας υποχρεωτικής υδροηλεκτρικής παραγωγής

Α/Α	**Όνομα**	**Περιγραφή**
8	Priced_Energy_offer_ver_xxx.xls	Δημιουργία Τιμολογούμενης Προσφοράς Ενέργειας για μονάδες παραγωγής

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ V - ΠΡΟΤΥΠΑ ΔΗΛΩΣΕΩΝ ΕΚΤΑΚΤΗΣ ΑΝΑΓΚΗΣ & ΑΠΟΚΑΤΑΣΤΑΣΗΣ ΟΜΑΛΗΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ

V.1. Δήλωση Έκτακτης Ανάγκης ΗΕΠ

ΔΗΛΩΣΗ ΕΚΤΑΚΤΗΣ ΑΝΑΓΚΗΣ
ΗΜΕΡΗΣΙΟΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟΣ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΙΣΜΟΣ

EMERGENCY DECLARATION
DAY AHEAD SCHEDULING

Αριθμός Αναφοράς / Reference number:

ΑΙΤΙΑ / REASON	
	Αδυναμία λειτουργίας του Συστήματος Διαχείρισης Πληροφοριών Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας Failure on the part of the Energy Transactions Information Administration System
	Σοβαρή διαταραχή στο σύστημα μεταφοράς ή στο δίκτυο διανομής Serious malfunction of the System or the Distribution Network
	Ενδεχόμενη ενεργοποίηση των διαδικασιών απόρριψης φορτίου Probable implementation of the provisions on Load Shedding

ΠΛΗΡΟΦΟΡΙΕΣ / INFORMATION	
Ημερομηνία Δήλωσης Declaration Date	
Ώρα Δήλωσης Declaration Time	

Περιγραφή συμβάντος Event Description	
Χρόνος πιθανής παρέλευσης Estimated event-lapse	

ΕΝΤΟΛΕΣ ΠΡΟΣ ΣΥΜΜΕΤΕΧΟΝΤΕΣ **INSTRUCTIONS TO PARTICIPANTS**

V.2. Δήλωση Αποκατάστασης Ομαλής Λειτουργίας ΗΕΠ

ΔΗΛΩΣΗ ΑΠΟΚΑΤΑΣΤΑΣΗΣ ΟΜΑΛΗΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ
ΗΜΕΡΗΣΙΟΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟΣ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΙΣΜΟΣ

RESTORATION OF NORMAL OPERATION DECLARATION
DAY AHEAD SCHEDULING

Αριθμός Αναφοράς / Reference number:

ΠΛΗΡΟΦΟΡΙΕΣ / INFORMATION	
Ημερομηνία Δήλωσης Declaration Date	
Ώρα Δήλωσης Declaration Time	
Α/Α Δήλωσης Έκτακτης Ανάγκης Emergency declaration Ref. No	
Χρόνος λήξης Έκτακτης Ανάγκης Emergency termination time	
Χρόνος επανέναρξης κανονικής λειτουργίας Normal operation resumption time	
Σχόλια Comments	

ΧΡΟΝΟΔΙΑΓΡΑΜΜΑ ΛΑΓΗΕ LAGIE TIME SCHEDULE	

ΧΡΟΝΟΔΙΑΓΡΑΜΜΑ ΣΥΜΜΕΤΕΧΟΝΤΩΝ PARTICIPANT TIME SCHEDULE	

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ VI - ΥΠΟΔΕΙΓΜΑΤΑ ΑΝΑΦΟΡΩΝ ΕΚΚΑΘΑΡΙΣΗΣ

Αναφορές ΗΕΠ

- Πιστώσεις συμμετέχοντος για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (ελληνική και αγγλική γλώσσα)
- Χρεώσεις συμμετέχοντος για προμήθεια ηλεκτρικής ενέργειας (ελληνική και αγγλική γλώσσα)
- Πιστώσεις συμμετέχοντος για εισαγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (ελληνική και αγγλική γλώσσα)
- Χρεώσεις συμμετέχοντος για εξαγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (ελληνική και αγγλική γλώσσα)
- Ενημερωτικό σημείωμα - Εκκαθάριση ΗΕΠ (ελληνική και αγγλική γλώσσα)



ΛΑΓΗΕ ΛΕΙΤΟΥΡΓΟΣ ΑΓΟΡΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

ΕΚΚΑΘΑΡΙΣΗ ΗΕΠ
ΠΙΣΤΩΣΕΙΣ ΣΥΜΜΕΤΕΧΟΝΤΟΣ ΓΙΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

ΕΠΩΝΥΜΙΑ ΣΥΜΜΕΤΕΧΟΝΤΟΣ:	xxx
ΗΜΕΡΑ ΚΑΤΑΝΟΜΗΣ:	20100701
ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΗ ΖΩΝΗ:	NORTH
ΓΕΩΓΡΑΦΙΚΗ ΖΩΝΗ (ΓΙΑ TLF):	2
SETTLEMENT RUN No:	xxx
ΜΟΝΑΔΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ:	xxx

ΩΡΑ ΚΑΤΑΝΟΜΗΣ	ΕΚΚΑΘΑΡΙΖΟΜΕΝΗ ΠΟΣΟΤΗΤΑ ΕΓΧΥΣΗΣ (MWh)	ΟΤΣ (Ε/MWh) *	ΠΙΣΤΩΣΗ (€)	ΟΤΠ (€/MWh) **	ΠΡΟΣΘΕΤΗ ΠΙΣΤΩΣΗ/ΧΡΕΩΣΗ (€)	ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΠΙΣΤΩΣΗ (€)
1	267,141	66,138	17.668,19	66,138	0,000	17.668,19
2	266,876	31,955	8.528,02	31,955	0,000	8.528,02
3	267,152	31,754	8.483,15	31,754	0,000	8.483,15
4	231,215	31,241	7.223,40	31,241	0,000	7.223,40
5	196,149	31,111	6.102,38	31,111	0,000	6.102,38
6	168,193	30,998	5.213,64	30,998	0,000	5.213,64
7	214,555	31,159	6.685,31	31,159	0,000	6.685,31
8	267,106	31,927	8.527,90	31,927	0,000	8.527,90
9	266,951	35,129	9.377,71	35,129	0,000	9.377,71
10	266,627	66,264	17.667,79	66,264	0,000	17.667,79
11	266,360	66,329	17.667,38	66,329	0,000	17.667,38
12	266,510	66,249	17.656,02	66,249	0,000	17.656,02
13	266,533	66,221	17.650,08	66,221	0,000	17.650,08
14	266,555	66,116	17.623,54	66,116	0,000	17.623,54
15	266,371	60,359	16.077,87	60,359	0,000	16.077,87
16	266,841	34,509	9.208,41	34,509	0,000	9.208,41
17	266,876	32,138	8.576,86	32,138	0,000	8.576,86
18	266,876	60,263	16.082,75	60,263	0,000	16.082,75
19	266,809	60,262	16.078,45	60,262	0,000	16.078,45
20	266,766	60,271	16.078,28	60,271	0,000	16.078,28
21	266,574	32,304	8.611,39	32,304	0,000	8.611,39
22	266,383	32,994	8.789,03	32,994	0,000	8.789,03
23	266,754	34,520	9.208,36	34,520	0,000	9.208,36
24	267,069	32,312	8.629,53	32,312	0,000	8.629,53
25						
Σύνολο Μονάδας:	6.145,241		283.415,43		0,000	283.415,43

* ΟΤΣ = Οριακή Τιμή Συστήματος

** ΟΤΠ = Οριακή Τιμή Παραγωγής



OPERATOR OF ELECTRICITY MARKET

DAS SETTLEMENT
PARTICIPANT CREDIT FOR UNIT PRODUCTION ENERGY OFFERS

PARTICIPANT NAME:	xxx
DISPATCH DAY:	20100701
OPERATIONAL ZONE:	NORTH
SYSTEM GEOGRAPHICAL ZONE (FOR TLF):	2
SETTLEMENT RUN No:	xxx
PRODUCTION UNIT:	xxx

DISPATCH PERIOD	SETTLEMENT ENERGY QUANTITY (MWh)	SMP (E/MWh) *	CREDIT (€)	GMP (€/MWh) **	ADDITIONAL DEBIT/CREDIT (€)	TOTAL CREDIT (€)
1	267,141	66,138	17.668,19	66,138	0,000	17.668,19
2	266,876	31,955	8.528,02	31,955	0,000	8.528,02
3	267,152	31,754	8.483,15	31,754	0,000	8.483,15
4	231,215	31,241	7.223,40	31,241	0,000	7.223,40
5	196,149	31,111	6.102,38	31,111	0,000	6.102,38
6	168,193	30,998	5.213,64	30,998	0,000	5.213,64
7	214,555	31,159	6.685,31	31,159	0,000	6.685,31
8	267,106	31,927	8.527,90	31,927	0,000	8.527,90
9	266,951	35,129	9.377,71	35,129	0,000	9.377,71
10	266,627	66,264	17.667,79	66,264	0,000	17.667,79
11	266,360	66,329	17.667,38	66,329	0,000	17.667,38
12	266,510	66,249	17.656,02	66,249	0,000	17.656,02
13	266,533	66,221	17.650,08	66,221	0,000	17.650,08
14	266,555	66,116	17.623,54	66,116	0,000	17.623,54
15	266,371	60,359	16.077,87	60,359	0,000	16.077,87
16	266,841	34,509	9.208,41	34,509	0,000	9.208,41
17	266,876	32,138	8.576,86	32,138	0,000	8.576,86
18	266,876	60,263	16.082,75	60,263	0,000	16.082,75
19	266,809	60,262	16.078,45	60,262	0,000	16.078,45
20	266,766	60,271	16.078,28	60,271	0,000	16.078,28
21	266,574	32,304	8.611,39	32,304	0,000	8.611,39
22	266,383	32,994	8.789,03	32,994	0,000	8.789,03
23	266,754	34,520	9.208,36	34,520	0,000	9.208,36
24	267,069	32,312	8.629,53	32,312	0,000	8.629,53
25						
Total Prod.Unit:	6.145,241		283.415,43		0,000	283.415,43

* SMP = System Marginal Price

** GMP = Generation Marginal Price



ΕΚΚΑΘΑΡΙΣΗ ΗΕΠ
ΧΡΕΩΣΕΙΣ ΣΥΜΜΕΤΕΧΟΝΤΟΣ ΓΙΑ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

ΕΠΩΝΥΜΙΑ ΣΥΜΜΕΤΕΧΟΝΤΟΣ: xxxx
ΗΜΕΡΑ ΚΑΤΑΝΟΜΗΣ: 20100701
ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΗ ΖΩΝΗ: NORTH
SETTLEMENT RUN No: xxx

ΩΡΑ ΚΑΤΑΝΟΜΗΣ	ΕΚΚΑΘΑΡΙΖΟΜΕΝΗ ΠΟΣΟΤΗΤΑ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗΣ ΓΙΑ ΠΕΛΑΤΕΣ ΧΑΜΗΛΗΣ ΤΑΣΗΣ (MWh)	ΕΚΚΑΘΑΡΙΖΟΜΕΝΗ ΠΟΣΟΤΗΤΑ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗΣ ΓΙΑ ΠΕΛΑΤΕΣ ΜΕΣΗΣ ΤΑΣΗΣ (MWh)	ΕΚΚΑΘΑΡΙΖΟΜΕΝΗ ΠΟΣΟΤΗΤΑ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗΣ ΓΙΑ ΠΕΛΑΤΕΣ ΥΨΗΛΗΣ ΤΑΣΗΣ (MWh)	ΕΚΚΑΘΑΡΙΖΟΜΕΝΗ ΠΟΣΟΤΗΤΑ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗΣ ΓΙΑ ΑΝΤΛΗΣΗ (MWh)	ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΕΚΚΑΘΑΡΙΖΟΜΕΝΗ ΠΟΣΟΤΗΤΑ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗΣ (MWh)	ΟΤΣ (€/MWh) *	ΧΡΕΩΣΗ (€)
1	1.400,627	486,590	362,000		2.249,218	66,138	148.758,75
2	1.268,062	440,101	372,000		2.080,163	31,955	66.471,60
3	1.156,142	396,710	354,000		1.906,853	31,754	60.550,20
4	1.119,198	379,148	350,000		1.848,346	31,241	57.744,17
5	1.074,647	363,651	349,000		1.787,299	31,111	55.604,65
6	1.045,309	355,386	335,000		1.735,696	30,998	53.803,09
7	998,585	327,493	323,000		1.649,078	31,159	51.383,62
8	1.118,111	329,559	242,000		1.689,670	31,927	53.946,10
9	1.421,273	425,637	218,000		2.064,910	35,129	72.538,22
10	1.596,215	500,020	213,000		2.309,236	66,264	153.019,20
11	1.715,741	560,973	165,000		2.441,715	66,329	161.956,49
12	1.824,401	618,827	160,000		2.603,228	66,249	172.461,27
13	1.958,053	664,283	176,000		2.798,337	66,221	185.308,64
14	1.968,919	667,383	171,000		2.807,302	66,116	185.607,57
15	1.811,362	614,694	237,000		2.663,057	60,359	160.739,44
16	1.663,585	565,106	252,000		2.480,690	34,509	85.606,14
17	1.560,358	529,980	289,000		2.379,338	32,138	76.467,16
18	1.520,153	516,550	286,000		2.322,703	60,263	139.973,07
19	1.587,523	539,278	258,000		2.384,801	60,262	143.712,87
20	1.585,349	529,980	238,000		2.353,330	60,271	141.837,53
21	1.646,199	558,907	295,000		2.500,106	32,304	80.763,43
22	1.826,575	619,860	213,000		2.659,435	32,994	87.745,39
23	1.761,379	597,132	219,000		2.577,510	34,520	88.975,66
24	1.638,593	567,172	227,000		2.432,765	32,312	78.607,49
25			0,000		0,000		0,00
ΣΥΝΟΛΟ:	36.266,362	12.154,421	6.304,000	0,000	54.724,783		2.563.581,77

* ΟΤΣ = Οριακή Τιμή Συστήματος



OPERATOR OF ELECTRICITY MARKET

DAS SETTLEMENT
PARTICIPANT DEBIT FOR LOAD DECLARATION

PARTICIPANT NAME: xxx
DISPATCH DAY: 20100701
OPERATIONAL ZONE: NORTH
SETTLEMENT RUN No: xxx

DISPATCH PERIOD	ENERGY QUANTITY LOW VOLTAGE CUSTOMERS (MWh)	ENERGY QUANTITY MEDIUM VOLTAGE CUSTOMERS (MWh)	ENERGY QUANTITY HIGH VOLTAGE CUSTOMERS (MWh)	ENERGY QUANTITY PUMPING (MWh)	TOTAL ENERGY CONSUMPTION (MWh)	SMP (€/MWh) *	DEBIT (€)
1	1.400,627	486,590	362,000		2.249,218	66,138	148.758,75
2	1.268,062	440,101	372,000		2.080,163	31,955	66.471,60
3	1.156,142	396,710	354,000		1.906,853	31,754	60.550,20
4	1.119,198	379,148	350,000		1.848,346	31,241	57.744,17
5	1.074,647	363,651	349,000		1.787,299	31,111	55.604,65
6	1.045,309	355,386	335,000		1.735,696	30,998	53.803,09
7	998,585	327,493	323,000		1.649,078	31,159	51.383,62
8	1.118,111	329,559	242,000		1.689,670	31,927	53.946,10
9	1.421,273	425,637	218,000		2.064,910	35,129	72.538,22
10	1.596,215	500,020	213,000		2.309,236	66,264	153.019,20
11	1.715,741	560,973	165,000		2.441,715	66,329	161.956,49
12	1.824,401	618,827	160,000		2.603,228	66,249	172.461,27
13	1.958,053	664,283	176,000		2.798,337	66,221	185.308,64
14	1.968,919	667,383	171,000		2.807,302	66,116	185.607,57
15	1.811,362	614,694	237,000		2.663,057	60,359	160.739,44
16	1.663,585	565,106	252,000		2.480,690	34,509	85.606,14
17	1.560,358	529,980	289,000		2.379,338	32,138	76.467,16
18	1.520,153	516,550	286,000		2.322,703	60,263	139.973,07
19	1.587,523	539,278	258,000		2.384,801	60,262	143.712,87
20	1.585,349	529,980	238,000		2.353,330	60,271	141.837,53
21	1.646,199	558,907	295,000		2.500,106	32,304	80.763,43
22	1.826,575	619,860	213,000		2.659,435	32,994	87.745,39
23	1.761,379	597,132	219,000		2.577,510	34,520	88.975,66
24	1.638,593	567,172	227,000		2.432,765	32,312	78.607,49
25			0,000		0,000		0,00
Total	36.266,362	12.154,421	6.304,000	0,000	54.724,783		2.563.581,77

* SMP = System Marginal Price



ΛΕΙΤΟΥΡΓΟΣ ΑΓΟΡΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

ΕΚΚΑΘΑΡΙΣΗ ΗΕΠ
ΠΙΣΤΩΣΕΙΣ ΣΥΜΜΕΤΕΧΟΝΤΟΣ ΓΙΑ ΕΙΣΑΓΩΓΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

ΕΠΩΝΥΜΙΑ ΣΥΜΜΕΤΕΧΟΝΤΟΣ:	xxx
ΗΜΕΡΑ ΚΑΤΑΝΟΜΗΣ:	20100701
ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΗ ΖΩΝΗ:	NORTH
ΓΕΩΓΡΑΦΙΚΗ ΖΩΝΗ ΑΠΩΛΕΙΩΝ:	2
ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ:	ΑΛΒΑΝΙΑ
SETTLEMENT RUN No:	xxx

ΩΡΑ ΚΑΤΑΝΟΜΗΣ	ΕΚΚΑΘΑΡΙΖΟΜΕΝΗ ΠΟΣΟΤΗΤΑ ΕΙΣΑΓΩΓΗΣ (MWh)	ΟΤΣ (E/MWh) *	ΠΙΣΤΩΣΗ (€)	ΟΤΠ (€/MWh) **	ΠΡΟΣΘΕΤΗ ΠΙΣΤΩΣΗ/ΧΡΕΩΣΗ (€)	ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΠΙΣΤΩΣΗ (€)
1	9,750	66,138	644,82	66,138	0,00	644,82
2	9,740	31,955	311,24	31,955	0,00	311,24
3	9,750	31,754	309,60	31,754	0,00	309,60
4	9,756	31,241	304,78	31,241	0,00	304,78
5	9,759	31,111	303,60	31,111	0,00	303,60
6	9,756	30,998	302,41	30,998	0,00	302,41
7	9,749	31,159	303,77	31,159	0,00	303,77
8	9,748	31,927	311,24	31,927	0,00	311,24
9	9,743	35,129	342,25	35,129	0,00	342,25
10	9,731	66,264	644,81	66,264	0,00	644,81
11	9,721	66,329	644,79	66,329	0,00	644,79
12	9,727	66,249	644,38	66,249	0,00	644,38
13	9,727	66,221	644,16	66,221	0,00	644,16
14	9,728	66,116	643,19	66,116	0,00	643,19
15	9,722	60,359	586,78	60,359	0,00	586,78
16	9,739	34,509	336,07	34,509	0,00	336,07
17	9,740	32,138	313,02	32,138	0,00	313,02
18	9,740	60,263	586,96	60,263	0,00	586,96
19	9,738	60,262	586,80	60,262	0,00	586,80
20	9,736	60,271	586,80	60,271	0,00	586,80
21	9,729	32,304	314,28	32,304	0,00	314,28
22	9,722	32,994	320,77	32,994	0,00	320,77
23	9,736	34,520	336,07	34,520	0,00	336,07
24	9,747	32,312	314,95	32,312	0,00	314,95
25						
Σύνολο:	233,732		10.637,58		0,00	10.637,58

* ΟΤΣ = Οριακή Τιμή Συστήματος

** ΟΤΠ = Οριακή Τιμή Παραγωγής



OPERATOR OF ELECTRICITY MARKET

DAS SETTLEMENT
PARTICIPANT CREDIT FOR IMPORT SCHEDULES

NAME OF PARTICIPANT:	xxx
DISPATCH DAY:	20100701
OPERATIONAL ZONE:	NORTH
SYSTEM LOSSES GEOGRAPHICAL ZONE :	2
INTERCONNECTION:	ALBANIA
SETTLEMENT RUN No:	xxx

DISPATCH PERIOD	TOTAL ENERGY OF IMPORT SCHEDULES (MWh)	SMP (E/MWh) *	CREDIT (€)	GMP (€/MWh) **	ADDITIONAL DEBIT/CREDIT (€)	TOTAL CREDIT (€)
1	9,750	66,138	644,82	66,138	0,00	644,82
2	9,740	31,955	311,24	31,955	0,00	311,24
3	9,750	31,754	309,60	31,754	0,00	309,60
4	9,756	31,241	304,78	31,241	0,00	304,78
5	9,759	31,111	303,60	31,111	0,00	303,60
6	9,756	30,998	302,41	30,998	0,00	302,41
7	9,749	31,159	303,77	31,159	0,00	303,77
8	9,748	31,927	311,24	31,927	0,00	311,24
9	9,743	35,129	342,25	35,129	0,00	342,25
10	9,731	66,264	644,81	66,264	0,00	644,81
11	9,721	66,329	644,79	66,329	0,00	644,79
12	9,727	66,249	644,38	66,249	0,00	644,38
13	9,727	66,221	644,16	66,221	0,00	644,16
14	9,728	66,116	643,19	66,116	0,00	643,19
15	9,722	60,359	586,78	60,359	0,00	586,78
16	9,739	34,509	336,07	34,509	0,00	336,07
17	9,740	32,138	313,02	32,138	0,00	313,02
18	9,740	60,263	586,96	60,263	0,00	586,96
19	9,738	60,262	586,80	60,262	0,00	586,80
20	9,736	60,271	586,80	60,271	0,00	586,80
21	9,729	32,304	314,28	32,304	0,00	314,28
22	9,722	32,994	320,77	32,994	0,00	320,77
23	9,736	34,520	336,07	34,520	0,00	336,07
24	9,747	32,312	314,95	32,312	0,00	314,95
25						
Total	233,732		10.637,58		0,00	10.637,58

* SMP = System Marginal Price

** GMP = Generation Marginal Price



ΛΕΙΤΟΥΡΓΟΣ ΑΓΟΡΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

ΕΚΚΑΘΑΡΙΣΗ ΗΕΠ
ΧΡΕΩΣΕΙΣ ΣΥΜΜΕΤΕΧΟΝΤΟΣ ΓΙΑ ΕΞΑΓΩΓΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

ΕΠΩΝΥΜΙΑ ΣΥΜΜΕΤΕΧΟΝΤΟΣ: XXX
ΗΜΕΡΑ ΚΑΤΑΝΟΜΗΣ: 20100701
ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ: ΙΤΑΛΙΑ
SETTLEMENT RUN No: XXX

ΩΡΑ ΚΑΤΑΝΟΜΗΣ	ΕΚΚΑΘΑΡΙΖΟΜΕΝΗ ΠΟΣΟΤΗΤΑ ΕΞΑΓΩΓΗΣ (MWh)	ΟΤΣ (Ε/MWh) *	ΧΡΕΩΣΗ (€)
1	138,000	66,138	9.127,04
2	158,000	31,955	5.048,89
3	158,000	31,754	5.017,13
4	158,000	31,241	4.936,08
5	159,000	31,111	4.946,65
6	91,000	30,998	2.820,82
7	159,000	31,159	4.954,28
8	100,000	31,927	3.192,70
9	0,000	35,129	0,00
10	264,000	66,264	17.493,70
11	150,000	66,329	9.949,35
12	200,000	66,249	13.249,80
13	200,000	66,221	13.244,20
14	200,000	66,116	13.223,20
15	200,000	60,359	12.071,80
16	176,000	34,509	6.073,58
17	100,000	32,138	3.213,80
18	200,000	60,263	12.052,60
19	190,000	60,262	11.449,78
20	192,000	60,271	11.572,03
21	150,000	32,304	4.845,60
22	100,000	32,994	3.299,40
23	175,000	34,520	6.041,00
24	159,000	32,312	5.137,61
25			0,00
Σύνολο:	3.777,000		182.961,04
ΣΥΝΟΛΟ ΣΥΜ/ΝΤΟΣ:	3.777,000		**182.961,04**

* ΟΤΣ = Οριακή Τιμή Συστήματος



OPERATOR OF ELECTRICITY MARKET

DAS SETTLEMENT
PARTICIPANT DEBIT FOR EXPORT SCHEDULES

PARTICIPANT NAME: xxx
DISPATCH DAY: 20100701
INTERCONNECTION: ITALY
SETTLEMENT RUN No: xxx

DISPATCH PERIOD	TOTAL ENERGY OF EXPORT SCHEDULES (MWh)	SMP (E/MWh) *	DEBIT (€)
1	138,000	66,138	9.127,04
2	158,000	31,955	5.048,89
3	158,000	31,754	5.017,13
4	158,000	31,241	4.936,08
5	159,000	31,111	4.946,65
6	91,000	30,998	2.820,82
7	159,000	31,159	4.954,28
8	100,000	31,927	3.192,70
9	0,000	35,129	0,00
10	264,000	66,264	17.493,70
11	150,000	66,329	9.949,35
12	200,000	66,249	13.249,80
13	200,000	66,221	13.244,20
14	200,000	66,116	13.223,20
15	200,000	60,359	12.071,80
16	176,000	34,509	6.073,58
17	100,000	32,138	3.213,80
18	200,000	60,263	12.052,60
19	190,000	60,262	11.449,78
20	192,000	60,271	11.572,03
21	150,000	32,304	4.845,60
22	100,000	32,994	3.299,40
23	175,000	34,520	6.041,00
24	159,000	32,312	5.137,61
25			0,00
Total:	3.777,000		182.961,04
PARTICIPANT TOTAL:	3.777,000		**182.961,04**

* SMP = System Marginal Price



ΛΕΙΤΟΥΡΓΟΣ ΑΓΟΡΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

ΕΚΚΑΘΑΡΙΣΗ ΗΕΠ

ΕΠΩΜΥΜΙΑ ΣΥΜΜΕΤΕΧΟΝΤΟΣ **XXX**

ΧΡΟΝΙΚΟ ΔΙΑΣΤΗΜΑ **21/06/2010 - 23/06/2010**

RUN NUMBER **XXX**

ΗΜΕΡΟ-ΜΗΝΙΑ	RUN NUMBER (ΗΜΕΡΑΣ)	ΠΑΡΑΓΩΓΗ		ΠΡΟΜΗΘΕΙΑ		ΕΙΣΑΓΩΓΗ		ΕΞΑΓΩΓΗ		ΚΑΘΑΡΗ ΠΟΣΟΤΗΤΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (MWh) *	ΚΑΘΑΡΟ ΠΟΣΟ ΧΡΕΩΣΗΣ / ΠΙΣΤΩΣΗΣ (€) **
		ΕΚΚΑΘΑΡΙ-ΖΟΜΕΝΗ ΠΟΣΟΤΗΤΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (MWh) *	ΧΡΕΩΣΗ / ΠΙΣΤΩΣΗ (€) **	ΕΚΚΑΘΑΡΙΖΟΜΕΝΗ ΠΟΣΟΤΗΤΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (MWh) *	ΧΡΕΩΣΗ / ΠΙΣΤΩΣΗ (€) **	ΕΚΚΑΘΑΡΙ-ΖΟΜΕΝΗ ΠΟΣΟΤΗΤΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (MWh) *	ΧΡΕΩΣΗ / ΠΙΣΤΩΣΗ (€) **	ΕΚΚΑΘΑΡΙ-ΖΟΜΕΝΗ ΠΟΣΟΤΗΤΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (MWh) *	ΧΡΕΩΣΗ / ΠΙΣΤΩΣΗ (€) **		
21/06/2010	2010062014			-1.999,355	-130.944,16	1.868,511	117.060,42			-130,844	-13.883,74
22/06/2010	2010062112			-2.023,935	-123.882,59	1.868,132	107.757,99			-155,804	-16.124,60
23/06/2010	2010062216			-2.015,778	-105.641,95	1.868,970	91.216,98			-146,808	-14.424,97
ΣΥΝΟΛΟ ΣΥΜΜΕΤΕΧΟΝΤΟΣ				**-6.039,068**	**-360.468,70**	**5.605,613**	**316.035,39**			**-433,455**	**-44.433,31**

* Θετικό ποσό αφορά σε έγχυση, αρνητικό σε απομάστευση

** Αρνητική τιμή (-) αφορά σε χρέωση, θετική τιμή αφορά σε πίστωση (+)



OPERATOR OF ELECTRICITY MARKET

DAS SETTLEMENT - AGGREGATE REPORT

PARTICIPANT NAME xxx
TIME INTERVAL 21/06/2010 - 23/06/2010
RUN NUMBER xxx

TRADE DATE	RUN NUMBER (FOR A DAY)	PRODUCTION		SUPPLY		IMPORTS		EXPORTS		SETTLE-MENT ENERGY QUANTITY (MWh) *	TOTAL DEBIT / CREDIT (€) *
		SETTLE-MENT ENERGY QUANTITY (MWh) *	DEBIT / CREDIT (€) **	SETTLEMENT ENERGY QUANTITY (MWh) *	DEBIT / CREDIT (€) **	SETTLE-MENT ENERGY QUANTITY (MWh) *	DEBIT / CREDIT (€) **	SETTLE-MENT ENERGY QUANTITY (MWh) *	DEBIT / CREDIT (€) **		
21/06/2010	2010062014			-1.999,355	-130.944,16	1.868,511	117.060,42			-130,844	-13.883,74
22/06/2010	2010062112			-2.023,935	-123.882,59	1.868,132	107.757,99			-155,804	-16.124,60
23/06/2010	2010062216			-2.015,778	-105.641,95	1.868,970	91.216,98			-146,808	-14.424,97
PARTICIPANT TOTAL				-6.039,068	-360.468,70	5.605,613	316.035,39			-433,455	-44.433,3

* A positive value refers to energy injection, a negative value refers to energy absorption
** A positive value refers to a credit (+), a negative value (-) refers to a debit

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ VII - ΜΑΘΗΜΑΤΙΚΗ ΔΙΑΤΥΠΩΣΗ ΤΗΣ ΕΚΚΑΘΑΡΙΣΗΣ ΗΕΠ ΚΑΙ ΤΩΝ ΧΡΕΟΠΙΣΤΩΣΕΩΝ ΤΩΝ ΛΟΓΑΡΙΑΣΜΩΝ ΤΟΥ ΛΑΓΗΕ

VII.1. Μαθηματική Διατύπωση της Εκκαθάρισης ΗΕΠ

VII.1.1 Εκκαθάριση ΗΕΠ για Κατανεμόμενες Μονάδες

Table No.: DAS1 Description:Credit per hour for a participant p based on his energy offer included in the DAS			
Rules Ref:		**Calculation order:**	
Variable Description	**Unit**	**Variable**	**Variable Type**
System Marginal Price for the Dispatching Period t	€/MWh	DASMPt	Input
Energy quantity in MWh from energy offer o, for Dispatch period t, adjusted to take into account system losses	MWh	DAIOo,p,t	Input
Credit amount for offer o of the participant p for the dispatch period t	€	DAERp,o,t	Output
Equation: DAERp,o,t = DASMPt * DAIOo,p,t			
Notes:			

Table No.: DAS2 Description: Sum-up of the credit for the participant p based on his offer o for the whole dispatch day			
Rules Ref:		**Calculation order:**	
Variable Description	**Unit**	**Variable**	**Variable Type**
Debit for offer o , for participant p , for dispatching period t	€	DAERp,o,t	Calculated Input
Debit for offer o , for participant p , for dispatching day	€	DAERp,o	Calculated Output
Equation: $DAERp,o = \sum_{t=1}^{24} DAERp,o,t$			
Notes:			

Table No.: DAS3 Description: Additional debit or credit for offer o of the participant p because of differences between the system and the production marginal price, for dispatch period t			
Rules Ref:		**Calculation order:**	
Variable Description	**Unit**	**Variable**	**Variable Type**
Production Marginal Price of System operational zone z for the dispatching period t	€/MWh	DAPMPz,t	Input
System Marginal Price for the Dispatching	€/MWh	DASMPt	Input

Period t			
Energy quantity in MWh from energy offer o, for Dispatch period t, adjusted to take into account system losses	MWh	DAIOo,p,t	Input
Additional debit or credit for offer o of participant p for dispatching period t	€	DAARPp,o,t	Output
Equation: DAARPp,o,t = (DAPMPz,t - DASMPt) * DAIOo,p,t			
Notes:			

Table No.: DAS4 Description: Sum-up of the additional debit or credit for the whole dispatch day for the offer o			
Rules Ref:		**Calculation order:**	
Variable Description	**Unit**	**Variable**	**Variable Type**
Additional debit or credit for offer o of participant p for dispatching period t	€	DAARPp,o,t	Calculated Input
Additional debit or credit for offer o of participant p for dispatching day	€	DAARPp,o	Calculated Output
Equation: $$DAARPp,o = \sum_{t=1}^{24} DAARPp,o,t$$			
Notes:			

Table No.: DAS5 Description: Total credit for participant p for all his energy offers of dispatchable units for the whole dispatch day			
Rules Ref:		**Calculation order:**	
Variable Description	**Unit**	**Variable**	**Variable Type**
Credit amount for offer o, for participant p for the whole dispatch day	€	DAERp,o	Calculated Input
Additional debit or credit for offer o for the participant p	€	DAARPp,o	Calculated Input
Total debit of the participant p for all his energy offers for a dispatching day	€	DAERp	Calculated Output
Equation: $$DAERp = \sum_{o=1}^{n} (DAERp,o + DAARPp,o)$$ where n: is the number of offers concerning of participant p for dispachable units			
Notes:			

VII.1.2 Εκκαθάριση ΗΕΠ για Εμπορικά Προγράμματα Εισαγωγών

Table No.: DAS6 **Description:Credit per hour for a participant based on his energy offer for import program included in the DAS**			
Rules Ref:		**Calculation order:**	
Variable Description	**Unit**	**Variable**	**Variable Type**
System Marginal Price for the Dispatching Period t	€/MWh	DASMPt	Input
Energy quantity in MWh from energy offer oi, for Dispatch period t, adjusted to take into account system losses	MWh	DAIOo,p,t	Input

Credit amount for offer oi of the participant p for the dispatch period t	€	DAERIp,oi,t	Output
Equation: DAERIp,oi,t = DASMPt * DAIOoi,p,t			
Notes:			

Table No.: DAS7			
Description: Sum-up of the credit for the participant p based on his offer oi for the whole dispatch day			
Rules Ref:	**Calculation order:**		
Variable Description	**Unit**	**Variable**	**Variable Type**
Debit for offer oi , for participant p , for dispatching period t	€	DAERIp,oi,t	Calculated Input
Debit for offer oi , for participant p , for dispatching day	€	DAERIp,oi	Calculated Output
Equation: $DAERIp,oi = \sum_{t=1}^{24} DAERIp,oi,t$			
Notes:			

Table No.: DAS8			
Description: Additional debit or credit for offer oi of the participant p because of differences between the system and the production marginal price, for dispatch period t			
Rules Ref:		**Calculation order:**	
Variable Description	**Unit**	**Variable**	**Variable Type**
Production Marginal Price of System operational zone z for the dispatching period t	€/MWh	DAPMPz,t	Input
System Marginal Price for the Dispatching Period t	€/MWh	DASMPt	Input
Energy quantity in MWh from energy offer oi, for Dispatch period t, adjusted to take into account system losses	MWh	DAIOoi,p,t	Input
Additional debit or credit for offer o of participant p for dispatching period t	€	DAARPIp,oi,t	Output
Equation: DAARPIp,oi,t = (DAPMPz,t - DASMPt) * DAIOoi,p,t			
Notes:			

Table No.: DAS9			
Description: Sum-up of the additional debit or credit for the whole dispatch day for the offer oi			
Rules Ref:		**Calculation order:**	
Variable Description	**Unit**	**Variable**	**Variable Type**
Additional debit or credit for offer oi of participant p for dispatching period t	€	DAARPIp,oi,t	Calculated Input
Additional debit or credit for offer oi of participant p for dispatching day	€	DAARPIp,oi	Calculated Output
Equation: $DAARPIp,oi = \sum_{t=1}^{24} DAARPIp,oi,t$			
Notes:			

Table No.: DAS10
Description: Total credit for participant p for all his energy offers of import programs for the whole dispatch day

Rules Ref:		**Calculation order:**	
Variable Description	**Unit**	**Variable**	**Variable Type**
Credit amount for offer oi, for participant p for the whole dispatch day	€	DAERIp,oi	Calculated Input
Additional debit or credit for offer oi for the participant p	€	DAARPIp,o	Calculated Input
Total debit of the participant p for all his energy offers concerning imports for a dispatching day	€	DAERIp	Calculated Output
Equation: $$DAERIp = \sum_{oi=1}^{n}(DAERIp,oi + DAARPIp,oi)$$ where n: is the number of offers of participant p concerning imports			
Notes:			

VII.1.3 Εκκαθάριση ΗΕΠ για Μονάδες του Άρθρου 35 του Ν.2773/1999

Table No.: DAS11 **Description:Credit per hour for HTSO who acts as producer for these units based on his energy offer included in the DAS**			
Rules Ref:		**Calculation order:**	
Variable Description	**Unit**	**Variable**	**Variable Type**
System Marginal Price for the Dispatching Period t	€/MWh	DASMPt	Input
Energy quantity in MWh from energy offer og, for Dispatch period t, adjusted to take into account system losses	MWh	DAIOog,p,t	Input
Credit amount for offer og of HTSO for the dispatch period t	€	DAERGp,og,t	Output
Equation: DAERGp,og,t = DASMPt * DAIOog,p,t			
Notes:			

Table No.: DAS12 **Description: Sum-up of the credit for HTSO based on his offer og for the whole dispatch day**			
Rules Ref:		**Calculation order:**	
Variable Description	**Unit**	**Variable**	**Variable Type**
Debit for offer og , for HTSO, for dispatching period t	€	DAERGp,og,t	Calculated Input
Debit for offer og , for HTSO, for dispatching day	€	DAERGp,og	Calculated Output
Equation: $$DAERGp,og = \sum_{t=1}^{24} DAERGp,og,t$$			
Notes:			

Table No.: DAS13 **Description: Additional debit or credit for offer og of HTSO because of differences between the system and the production marginal price, for dispatch period t**			
Rules Ref:		**Calculation order:**	
Variable Description	**Unit**	**Variable**	**Variable Type**
Production Marginal Price of System operational zone z for the dispatching period t	€/MWh	DAPMPz,t	Input
System Marginal Price for the Dispatching	€/MWh	DASMPt	Input

Period t			
Energy quantity in MWh from energy offer og, for Dispatch period t, adjusted to take into account system losses	MWh	DAIOog,p,t	Input
Additional debit or credit for offer og of HTSO for dispatching period t	€	DAARPGp,og,t	Output
Equation: DAARPGp,og,t = (DAPMPz,t - DASMPt) * DAIOog,p,t			
Notes:			

Table No.: DAS14 **Description: Sum-up of the additional debit or credit for the whole dispatch day for the offer og**			
Rules Ref:		**Calculation order:**	
Variable Description	**Unit**	**Variable**	**Variable Type**
Additional debit or credit for offer og of HTSO for dispatching period t	€	DAARPGp,og,t	Calculated Input
Additional debit or credit for offer og of HTSO for dispatching day	€	DAARPGp,og	Calculated Output
Equation: $DAARPGp, og = \sum_{t=1}^{24} DAARPGp, og, t$			
Notes:			

Table No.: DAS15 **Description: Total credit for HTSO for all his energy offers of units of law 35 for the whole dispatch day**			
Rules Ref:		**Calculation order:**	
Variable Description	**Unit**	**Variable**	**Variable Type**
Credit amount for offer og, for HTSO for the whole dispatch day	€	DAERGp,og	Calculated Input
Additional debit or credit for offer og for HTSO	€	DAARPGp,og	Calculated Input
Total debit of HTSO for all his energy offers for a dispatching day	€	DAERGp	Calculated Output
Equation: $DAERGp = \sum_{og=1}^{n} (DAERGp,og + DAARPGp,og)$ where n: is the number of offers concerning units of law 35			
Notes:			

VII.1.4 Εκκαθάριση ΗΕΠ για Μονάδες σε Δοκιμαστική Λειτουργία

Table No.: DAS16 **Description:Credit per hour for HTSO based on his energy offer included in the DAS**			
Rules Ref:		**Calculation order:**	
Variable Description	**Unit**	**Variable**	**Variable Type**
System Marginal Price for the Dispatching Period t	€/MWh	DASMPt	Input
Energy quantity in MWh from energy offer oc, for Dispatch period t, adjusted to take into account system losses	MWh	DAIOoc,p,t	Input
Credit amount for offer oc of HTSO for the dispatch period t	€	DAERCp,oc,t	Output
Equation: DAERCp,oc,t = DASMPt * DAIOoc,p,t			
Notes:			

Table No.: DAS17 Description: Sum-up of the credit for the HTSO based on his offer oc for the whole dispatch day			
Rules Ref:		**Calculation order:**	
Variable Description	**Unit**	**Variable**	**Variable Type**
Debit for offer oc , for HTSO , for dispatching period t	€	DAERCp,oc,t	Calculated Input
Debit for offer oc , for HTSO, for dispatching day	€	DAERCp,oc	Calculated Output
Equation: $DAERCp,oc = \sum_{t=1}^{24} DAERCp,oc,t$			
Notes:			

Table No.: DAS18 Description: Additional debit or credit for offer oc of the HTSO because of differences between the system and the production marginal price, for dispatch period t			
Rules Ref:		**Calculation order:**	
Variable Description	**Unit**	**Variable**	**Variable Type**
Production Marginal Price of System operational zone z for the dispatching period t	€/MWh	DAPMPz,t	Input
System Marginal Price for the Dispatching Period t	€/MWh	DASMPt	Input
Energy quantity in MWh from energy offer oc, for Dispatch period t, adjusted to take into account system losses	MWh	DAIOoc,p,t	Input
Additional debit or credit for offer oc of HTSO for dispatching period t	€	DAARPCp,oc,t	Output
Equation: DAARPCp,oc,t = (DAPMPz,t - DASMPt) * DAIOoc,p,t			
Notes:			

Table No.: DAS19 Description: Sum-up of the additional debit or credit for the whole dispatch day for the offer oc			
Rules Ref:		**Calculation order:**	
Variable Description	**Unit**	**Variable**	**Variable Type**
Additional debit or credit for offer oc of HTSO for dispatching period t	€	DAARPCp,oc,t	Calculated Input
Additional debit or credit for offer o of HTSO for dispatching day	€	DAARPCp,oc	Calculated Output
Equation: $DAARPCp,oc = \sum_{t=1}^{24} DAARPCp,oc,t$			
Notes:			

Table No.: DAS20 Description: Total credit for HTSO for all his energy offers of units in commissioning period for the whole dispatch day			
Rules Ref:		**Calculation order:**	
Variable Description	**Unit**	**Variable**	**Variable Type**
Credit amount for offer oc, for HTSO for the whole dispatch day	€	DAERCp,oc	Calculated Input
Additional debit or credit for offer oc for HTSO	€	DAARPCp,oc	Calculated Input

Total debit of the HTSO for all his energy offers for a dispatching day	€	DAERCp	Calculated Output
Equation: $$DAERCp = \sum_{oc=1}^{n} (DAERCp,oc + DAARPCp,oc)$$ where n: is the number of offers of HTSO concerning units in commissioning			
Notes:			

VII.1.5 Εκκαθάριση ΗΕΠ για Συμβεβλημένες Μονάδες

Table No.: DAS26 **Description: Credit per hour for HTSO based on his energy offer for a contracted unit included in the DAS**			
Rules Ref:		**Calculation order:**	
Variable Description	**Unit**	**Variable**	**Variable Type**
System Marginal Price for the Dispatching Period t	€/MWh	DASMPt	Input
Energy quantity in MWh from energy offer es, for Dispatch period t, adjusted to take into account system losses	MWh	DAIOes,p,t	Input
Credit amount for offer es of HTSO for the dispatch period t	€	DAEREp,es,t	Output
Equation: DAEREp,es,t = DASMPt * DAIOes,p,t			
Notes:			

Table No.: DAS27 **Description: Sum-up of the credit for HTSO based on his offer es for the whole dispatch day**			
Rules Ref:		**Calculation order:**	
Variable Description	**Unit**	**Variable**	**Variable Type**
Debit for offer es , for HTSO , for dispatching period t	€	DAEREp,es,t	Calculated Input
Debit for offer es , for HTSO , for dispatching day	€	DAEREp,es	Calculated Output
Equation: $$DAEREp, es = \sum_{t=1}^{24} DAEREp, es, t$$			
Notes:			

Table No.: DAS28 **Description: Additional debit or credit for offer es of HTSO because of differences between the system and the production marginal price, for dispatch period t**			
Rules Ref:		**Calculation order:**	
Variable Description	**Unit**	**Variable**	**Variable Type**
Production Marginal Price of System operational zone z for the dispatching period t	€/MWh	DAPMPz,t	Input
System Marginal Price for the Dispatching Period t	€/MWh	DASMPt	Input
Energy quantity in MWh from energy offer es, for Dispatch period t, adjusted to take into account system losses	MWh	DAIOes,p,t	Input
Additional debit or credit for offer es of HTSO for dispatching period t	€	DAARPEp,es,t	Output
Equation: DAARPEp,es,t = (DAPMPz,t - DASMPt) * DAIOes,p,t			
Notes:			

Table No.: DAS29 **Description: Sum-up of the additional debit or credit for the whole dispatch day for the offeres**			
Rules Ref:		**Calculation order:**	
Variable Description	**Unit**	**Variable**	**Variable Type**
Additional debit or credit for offer es of HTSO for dispatching period t	€	DAARPEp,es,t	Calculated Input
Additional debit or credit for offer es of HTSO for dispatching day	€	DAARPEp,es	Calculated Output
Equation: $DAARPEp,es = \sum_{t=1}^{24} DAARPEp,es,t$			
Notes:			

Table No.: DAS30 **Description: Total credit for HTSO for all his energy offers of contracted units for the whole dispatch day**			
Rules Ref:		**Calculation order:**	
Variable Description	**Unit**	**Variable**	**Variable Type**
Credit amount for offer es, for HTSO for the whole dispatch day	€	DAEREp,es	Calculated Input
Additional debit or credit for offer o for the HTSO	€	DAARPEp,es	Calculated Input
Total debit of the HTSO for all his energy offers for a dispatching day	€	DAEREp	Calculated Output
Equation: $DAEREp = \sum_{es=1}^{n} (DAEREp,es + DAARPEp,es)$ where n: is the number of offers of HTSO concerning contracted units			
Notes:			

VII.1.6 Εκκαθάριση ΗΕΠ για Φορτίο που αντιστοιχεί σε Προμηθευτή

Table No.: DAS31 **Description: Debit for load declaration l of the participant s, for the dispatch day**			
Rules Ref:		**Calculation order:**	
Variable Description	**Unit**	**Variable**	**Variable Type**
Energy quantity in MWh from load declaration l, for Dispatch period t, of the participant s	MWh	DAODs,l,t	
System Marginal Price for the Dispatching Period	€/ MWh	DASMPt	
Debit amount for load declaration l of the participant s for the dispatch period t	€	DAEPs,l,t	
Equation: DAEPs,l,t = DASMPt * DAODs,l,t			
Notes:			

Table No.: DAS32 **Description: Description: Sum-up of the debit for the whole dispatch day**			
Rules Ref:		**Calculation order:**	
Variable Description	**Unit**	**Variable**	**Variable Type**
Debit amount for load declaration l of the participant s for the dispatch period t	€/ MWh	DAEPs,l,t	Calculated Input
Debit amount for load declaration l of the	€/ MWh	DAEPs,l	Calculated Output

participant s for the whole dispatch day			
Equation: $$DAEPs,l = \sum_{t=1}^{24} DAEPs,l,t$$			
Notes:			

Table No.: DAS33 **Description: Calculation of the debit for the participant s for all his load declarations for a dispatch day.**			
Rules Ref:		**Calculation order:**	
Variable Description	**Unit**	**Variable**	**Variable Type**
Debit amount for load declaration l of the participant s for the whole dispatch day	€/ MWh	DAEPs,l	Calculated Input
Debit amount for all load declarations of the participant s for the whole dispatch day	€/ MWh	DAEPs	Calculated Output
Equation: $$DAEPs = \sum_{l=1}^{n} DAEPs,l$$ where n: is the number of load declarations of participant s			
Notes:			

VII.1.7 Εκκαθάριση ΗΕΠ για Εμπορικά Προγράμματα Εξαγωγών

Calculation of the debit amount for load declarations corresponding to export schedules.

Table No.: DAS34 **Description: Debit for load declaration l of the participant s, for the dispatch day**			
Rules Ref:		**Calculation order:**	
Variable Description	**Unit**	**Variable**	**Variable Type**
Energy quantity in MWh from load declaration le, for Dispatch period t, of the participant s	MWh	DAODs,le,t	
System Marginal Price for the Dispatching Period	€/MWh	DASMPt	
Debit amount for load declaration le of the participant s for the dispatch period t	€	DAEPEs,le,t	
Equation: DAEPEs,le,t = DASMPt * DAODs,le,t			
Notes:			

Table No.: DAS35 **Description: Description: Sum-up of the debit for the whole dispatch day**			
Rules Ref:		**Calculation order:**	
Variable Description	**Unit**	**Variable**	**Variable Type**
Debit amount for load declaration le of the participant s for the dispatch period t	€/MWh	DAEPEs,le,t	Calculated Input
Debit amount for load declaration le of the participant s for the whole dispatch day	€/MWh	DAEPEs,l	Calculated Output
Equation: $$DAEPEs,l = \sum_{t=1}^{24} DAEPEs,le,t$$			
Notes:			

Table No.: DAS36

Description: Calculation of the debit for the participant s for all his export schedules for a dispatch day.			
Rules Ref:		**Calculation order:**	
Variable Description	**Unit**	**Variable**	**Variable Type**
Debit amount for load declaration le of the participant s for the whole dispatch day	€/MWh	DAEPEs,le	Calculated Input
Debit amount for all load declarations of the participant s for the whole dispatch day	€/MWh	DAEPEs	Calculated Output
Equation: $$DAEPEs = \sum_{le=1}^{l} DAEPEs,le$$ where l: is the number of declarations of participant s concerning export schedules			
Notes:			

VII.1.8 Συμβολισμός Μαθηματικής Διατύπωσης Εκκαθάρισης ΗΕΠ

Subscript	Meaning
o	Energy offer or load declaration
t	Dispatch period p
p	Energy supplying participant
u	Production unit u
s	Energy consuming participant
z	System operational zone

Variable	Description
DASMP	System Marginal Price
DAPMP	Marginal Production Price
DAIO	Energy quantity in MWh from energy offers , included in DAS, adjusted to take into account energy losses
DAOD	Energy quantity in MWh from load declarations, included in DAS
DAER	Credit for an offer , included in the DAS
DAERE	Credit for an offer for contracting units , included in the DAS
DAERC	Credit for an offer for units in commissioning period , included in the DAS
DAERG	Credit for an offer for units of article 35, included in the DAS
DAEP	Debit for a load declaration, included in DAS
DAEPE	Debit for a load declaration for export schedules
DAARP	Additional credit or debit for an offer because of differences between the system and the production marginal price
DAARPE	Additional credit or debit for an offer for contracting units because of differences between the system and the production marginal price
DAARPS	Additional credit or debit for an offer for scheduled imports because of differences between the system and the production marginal price
DAARPG	Additional credit or debit for an offer for units of article 35 because of differences between the system and the production marginal price
DAARPC	Additional credit or debit for an offer for units in commissioning period because of differences between the system and the production marginal price

VII.2. Μαθηματική Διατύπωση των Χρεοπιστώσεων των Λογαριασμών του ΛΑΓΗΕ

VII.2.1 Χρεοπιστώσεις του Ειδικού Λογαριασμού Χρηματοοικονομικής Κάλυψης ΗΕΠ

Monthly Calculations

Table No.:UP1.1 **Description: Energy Quantity inclused in DAS for the calendar year y**			
Rules Ref:	**Calculation order:1**		
Variable Description	**Unit**	**Variable**	**Variable type**
Measured Energy Quantity included in DAS, concerning Energy Absorption by a Load Representative p, during Dispatch Period t, as has been declared for the total number of Metering points represented by the Load Representative	MWh	$MQDASQ_{p,t}$	Calculated Input
Measured Energy Quantity included in DAS, concerning Energy Absorption by a Load Representative p, for the calendar year y, as has been declared for the total number of Metering points represented by the Load Representative (from the beginning of the calendar year y to the end of the calculation month)	MWh	$DASQ_{p,y}$	Output
Equation: $DASQ_{p,y} = \sum_{\forall t \in y} DASQ_{p,t}$			
Notes			

Table No.:UP1.2 **Description: Total energy quantity corresponding to a scheduled export through the interconnection node m, as this has been realised in real time during the year y, for the Load Representative k**			
Rules Ref:	**Calculation order:1**		
Variable Description	**Unit**	**Variable**	**Variable type**
Total energy quantity corresponding to a scheduled export included in DAS through the interconnection node k, for the dispatch period t, for the Load Representative p	MWh	$DASQ_{k,p,t}$	Calculated Input
Total energy quantity corresponding to a scheduled export included in DAS through the interconnection node k, during the year y, for the Load Representative p (from the beginning of the calendar year y to the end of the calculation month)	MWh	$DASQ_{k,p,y}$	Output
Equation: $DASQ_{k,p,y} = \sum_{\forall t \in y} DASQ_{k,p,t}$			

Notes:

Table No.:UP1.3 **Description: Uplift for the Account for DAS Financial Coverage (monthly calculations)**			
Rules Ref:	**Calculation order:2**		
Variable Description	**Unit**	**Variable**	**Variable type**
Financial Coverage Cost for month μ	€	FCC_{μ}	User Input
Measured Energy Quantity included in DAS, concerning Energy Absorption by a Load Representative p, for the calendar year y, as has been declared for the total number of Metering points represented by the Load Representative p (from the beginning of the calendar year y to the end of the calculation month)	MWh	$DASQ_{p,y}$	Calculated input
Total energy quantity corresponding to a scheduled export included in DAS through the interconnection node k, during the year y, for the Load Representative p (from the beginning of the calendar year y to the end of the calculation month)	MWh	$DASQ_{k,p,y}$	Calculated input
Financial Coverage Charges for each participant p month μ	€	$FCCH_{p,d}$	Output
Equation: $FCCH_{p,\mu} = \frac{DASQ_{p,y} + \sum_{\forall k} DASQ_{k,p,y}}{\sum_{\forall p} DASQ_{p,y} + \sum_{\forall k}\sum_{\forall p} DASQ_{k,p,y}} \times FCC_{\mu}$			
Credited Account: L-B			
Debited Account: Load Representative p			
Notes: Also calculate charges on a daily (divide monthly charge with number of days in month) and hourly basis (divide monthly charge with number of hours in month) for the statistics.			

Semester Calculations

Table No.:UP1.4 **Description: Uplift for the Account for DAS Financial Coverage (semester calculations)**			
Rules Ref:	**Calculation order:1**		
Variable Description	**Unit**	**Variable**	**Variable type**
Balance for Financial Coverage Costs for the Semester	€	BFCCs	User Input
Relevant Financial Coverage Charges for participant p for semester s	€	RFCCp,s	User Input
Semester Financial Coverage Payment (Charge or Credit) for each participant p month μ	€	SPTCCp,s	Output
Equation:			

$$\mathrm{SPTCC}_{p,s} = \frac{\mathrm{RFCC}_{p,s}}{\sum_{p} \mathrm{RFCC}_{p,s}} \times \mathrm{BFCC}_{s}$$
Credited Account: L-B
Debited Account: Load Representative p
Notes:

Annual Calculations

Table No.:UP1.5 **Description: Uplift for the Account for DAS Financial Coverage (annual calculations)**			
Rules Ref:	**Calculation order:1**		
Variable Description	**Unit**	**Variable**	**Variable type**
Fixed Financial Coverage Cost for year y	€	FFCCy	User Input
Fixed Financial Coverage Cost Unit Price for year y	€	FFCCUPy	User Input
Measured Energy Quantity included in DAS, concerning Energy Absorption by a Load Representative p, for the calendar year y, as has been declared for the total number of Metering points represented by the Load Representative (from the beginning of the calendar year y to the last available day of the calendar year)	MWh	DASQp,y-1	Calculated input
Total energy quantity corresponding to a scheduled export included in DAS through the interconnection node k, during the year y, for the Load Representative p (from the beginning of the calendar year y to the last available day of the calendar year)	MWh	DASQk,p,y-1	Calculated input
Fixed Charge for Financial Coverage for each participant p and year y	€	FCFCCp,y	Output
Equation: $$FCFCC_{p,y} = \frac{DASQ_{p,y-1} + \sum_{\forall p} DASQ_{k,p,y-1}}{\sum_{\forall p} DASQ_{p,y-1} + \sum_{\forall k} \sum_{\forall p} DASQ_{k,p,y-1}} \times FFCC_{y}$$			
Credited Account: L-B			
Debited Account: Load Representative p			
Notes: In case the date of the calculation is after the end of the calendar year y-1 the total energy quantity corresponds to the whole calendar year y-1.			

VII.2.2 Χρεοπιστώσεις του Λογαριασμού Διοικητικών Δαπανών του ΛΑΓΗΕ

Table No.:UP2.1 **Description: LAGIE administrative expenses for month μ**			
Rules Ref:	**Calculation order:1**		
Variable Description	**Unit**	**Variable**	**Variable type**
HTSO LAGIE administrative expenses for year y	€	$LAGIEC_y$	User Input
Total number of hours in the current year	hours	Hy	Calculated Input
Total number of hours in the current month	hours	Hμ,y	Calculated Input
HTSO LAGIE administrative expenses for month μ	€	$LAGIEC_\mu$	Output
Equation: $LAGIEC_\mu = LAGIEC_y / 12$			
Notes:			

Table No.:UP2.2 **Description: Total charge to the Account L-D for the Load Representative p for the Month μ**			
Rules Ref:	**Calculation order:1**		
Variable Description	**Unit**	**Variable**	**Variable type**
HTSO LAGIE administrative expenses for month μ	€	$LAGIEC_\mu$	User Input
Measured Energy Quantity included in DAS, concerning Energy Absorption by a Load Representative p, during Dispatch Period t, as has been declared for the total number of Metering points represented by the Load Representative	MWh	$DASQ_{p,t}$	Calculated Input
Total energy quantity corresponding to a scheduled export included in DAS through the interconnection node k, during the dispatch period t, for the Load Representative p	MWh	$DASQ_{k,p,t}$	Calculated Input
Total number of hours in the current year	hours	Hy	Calculated Input
Total charge to the Uplift Account L-D for the Load Representative p for the month μ	€	$UPLIFTLD_{p,\mu}$	Output
Equation: $UPLIFTLD_{p,\mu} = \frac{DASQ_{p,t} + \sum_{t\in\mu}\sum_{p} DASQ_{k,p,t}}{\sum_{t\in\mu}\sum_{p} DASQ_{p,t} + \sum_{t\in\mu}\sum_{k}\sum_{p} DASQ_{k,p,t}} \times LAGIEC_\mu$			
Credited Account: L-D			
Debited Account: Load Representative p			
Notes:			

Note:

After the end of each calendar year any accounting balance is debited or credited to the participants according to described allocation factors using annual figures.

$$UPLIFTLD_{p,y} = Accounting\,Balance_{LD.y} \times \frac{\sum_{t\in y} DASQ_{p,t} + \sum_{t\in y}\sum_{k} DASQ_{k,p,t}}{\sum_{t\in y}\sum_{p} DASQ_{p,t} + \sum_{t\in y}\sum_{k}\sum_{p} DASQ_{k,p,t}}$$

VII.2.3 Χρεοπιστώσεις του Λογαριασμού Ισοσκελισμού ΗΕΠ

Table No.:UP3.1 Description: Calculation of total monthly cost of Fund Reserve			
Rules Ref:	**Calculation order:1**		
Variable Description	**Unit**	**Variable**	**Variable type**
Financial Cost related to the keeping by the LAGIE of the Reserve Fund Account for the month μ	€	$RESIDFC_{\mu}$	User Input
Extraordinary expenses that arise due to failure to restore deficits in the Reserve Fund Account due to failure on the part of Participants to pay their debts for the month μ	€	$RESIDEE_{\mu}$	User Input
Financial Cost related to the keeping by the LAGIE of the Reserve Fund Account , as well as extraordinary expenses that arise due to failure to restore deficits in the Reserve Fund Account due to failure on the part of Participants to pay their debts for the month μ	€	$RESID_{\mu}$	Output
Equation: $RESID_{\mu} = RESIDFC_{\mu} + IRESIDEE_{\mu}$			
Notes:			

Table No.:UP3.2 Description: Total charge/debit to the Account L-E for the Load Representative p for the Month μ			
Rules Ref:	**Calculation order:2**		
Variable Description	**Unit**	**Variable**	**Variable type**
Measured Energy Quantity included in DAS, concerning Energy Absorption by a Load Representative p, during Dispatch Period t, as has been declared for the total number of Metering points represented by the Load Representative	MWh	$DASQ_{p,t}$	Calculated Input
Total energy quantity corresponding to a scheduled export included in DAS through the interconnection node k, during the dispatch period t, for the Load Representative p	MWh	$DASQ_{k,p,t}$	Calculated Input
Total energy quantity corresponding to a scheduled import included in DAS through the interconnection node k, during the dispatch period t, for the Participant s	MWh	$DASQ_{k,s,t}$	Calculated Input
Financial Cost related to the keeping by the LAGIE of the Reserve Fund Account, as well as extraordinary expenses that arise due to failure to balance L-A account (DAS) for the dispatch period t	€	$RESID_{t}$	Calculated Input
Financial Cost related to the keeping by the LAGIE of the Reserve Fund Account, as well as extraordinary expenses that arise due to failure to balance L-A account (DAS) for the month μ	€	$RESID_{\mu}$	Calculated Input
Total charge/debit to the Uplift Account L-E for the Load Representative p for the Month μ	€	$UPLIFTLE_{p,\mu}$	Output
Equation:			

$$UPLIFTLE_{p,t} = \frac{DASQ_{p,t} + \left\| \sum_{k} DASQ_{k,p,t} - \sum_{k} DASQ_{k,s,t} \right\|}{\sum_{p} DASQ_{p,t} + \left\| \sum_{p \neq IPTO,HTSO} \sum_{k} DASQ_{k,p,t} - \sum_{s \neq IPTO,HTSO} \sum_{k} DASQ_{k,s,t} \right\|} \times RESID_{t}$$ $$UPLIFTLE_{p,\mu} = \sum_{t \in \mu} UPLIFTLE_{p,t}$$
Credited Account: L-E
Debited Account: Load Representative p
Notes:

Note:

After the end of each calendar year any accounting balance is debited or credited to the participants according to the described allocation factors using annual figures.

$$UPLIFTLE_{p,y} = Accounting\,Balance_{LE.y} \times \frac{\sum_{t \in y} DASQ_{p,t} + \left| \sum_{t \in y} \sum_{k} DASQ_{k,p,t} - \sum_{t \in y} \sum_{k} DASQ_{k,s,t} \right|}{\sum_{t \in y} \sum_{p} DASQ_{p,t} + \left| \sum_{t \in y} \sum_{k} \sum_{p} DASQ_{k,p,t} - \sum_{t \in y} \sum_{k} \sum_{s} DASQ_{k,s,t} \right|}$$

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ VIII - ΔΙΑΔΙΚΑΣΙΕΣ ΤΟΥ ΜΗΤΡΩΟΥ ΣΥΜΜΕΤΕΧΟΝΤΩΝ

Στο Παράρτημα αυτό παρουσιάζεται ο τύπος και το περιεχόμενο των δηλώσεων, των βεβαιώσεων και της αρχικής αίτησης των Συμμετεχόντων που υποβάλλονται στο Λειτουργό της Αγοράς κατά την διαδικασία εγγραφής στο Μητρώο Συμμετεχόντων.

VIII.1 Αίτηση Εγγραφής στο Μητρώο



ΛΕΙΤΟΥΡΓΟΣ ΑΓΟΡΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ Α.Ε.
ΚΑΣΤΟΡΟΣ 72, 18545, ΠΕΙΡΑΙΑΣ

ΑΙΤΗΣΗ ΕΓΓΡΑΦΗΣ ΣΤΟ ΜΗΤΡΩΟ ΣΥΜΜΕΤΕΧΟΝΤΩΝ			
ΕΠΩΝΥΜΙΑ ΣΥΜΜΕΤΕΧΟΝΤΟΣ			
ΚΩΔΙΚΟΣ EIC			
ΕΙΔΟΣ ΣΥΜΜΕΤΕΧΟΝΤΟΣ Συμπληρώστε τον αριθμό πρωτοκόλλου της αδείας ανάλογα με την περίπτωση	*Άδεια Παραγωγής*		
	Άδεια Προμήθειας		
	Άδεια Εμπορίας		
	Αυτοπρομηθευόμενος Πελάτης		*(σημειώστε Χ στο δίπλα τετράγωνο)*
ΑΦΜ			
ΔΟΥ			
ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΤΡΑΠΕΖΙΚΟΥ ΛΟΓΑΡΙΑΣΜΟΥ (ΚΣΗΕ άρθρο 2.Β)			
ΝΟΜΙΜΟΣ ΕΚΠΡΟΣΩΠΟΣ			
ΔΙΕΥΘΥΝΣΗ ΕΔΡΑΣ			
ΔΙΕΥΘΥΝΣΗ ΕΠΙΚΟΙΝΩΝΙΑΣ			
ΥΠΕΥΘΥΝΟΣ ΕΠΙΚΟΙΝΩΝΙΑΣ			
ΤΗΛΕΦΩΝΟ			
ΤΗΛΕΟΜΟΙΟΤΥΠΟ			
ΗΛΕΚΤΡΟΝΙΚΟ ΤΑΧΥΔΡΟΜΕΙΟ			

ΣΥΝΥΠΟΒΑΛΛΟΜΕΝΑ ΕΓΓΡΑΦΑ	
Σημειώστε με Χ τα παρακάτω έγγραφα που συνυποβάλλονται με την αίτηση	
Αντίγραφο Αδείας Παραγωγής	☐
Αντίγραφο Αδείας Προμήθειας	☐
Αντίγραφο Αδείας Εμπορίας	☐
Δήλωση αιτούντος περί ανεπιφύλακτης αποδοχής ρυθμίσεων Κώδικα Διαχείρισης του Συστήματος	☐
Δήλωση κατόχου Άδειας Προμήθειας περί δικαιώματος ΑΔΜΗΕ ενημέρωσης πελατών	☐
Δήλωση κατόχου Άδειας Προμήθειας σε σχέση με τις συμβάσεις προμήθειας με πελάτες	☐
Δήλωση Αυτοπρομηθευόμενου Πελάτη περί δικαιώματος ΑΔΜΗΕ διακοπής παροχής	☐
Τεκμηρίωση νόμιμης εκπροσώπησης	☐
Εγγυητική επιστολή ή αποδεικτικό κατάθεσης	☐

Νόμιμος Εκπρόσωπος

(Ημερομηνία)
(Όνομα)
(Σφραγίδα Εταιρείας)
(Θεώρηση για γνήσιο της υπογραφής)

Κωδικός EIC

Ο Κωδικός EIC (Energy Identification Code) είναι ένας μοναδικός κωδικός που προσδιορίζει κάθε Συμμετέχοντα σε όλες τις συναλλαγές του στην Ελληνική και στην Ευρωπαϊκή Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας, σύμφωνα με τις οδηγίες του ENTSO-E (του Ευρωπαϊκού Οργανισμού, στον οποίο συμμετέχουν οι Διαχειριστές των Συστημάτων Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας της Ευρωπαϊκής Ενωσης). Σε περίπτωση που ο Συμμετέχοντας δεν έχει κωδικό EIC θα πρέπει να υποβάλλει αίτηση στον Διαχειριστή του Συστήματος, ο οποίος λειτουργεί το εξουσιοδοτημένο γραφείο χορήγησης κωδικών EIC στην Ελλάδα.

ΑΦΜ και Φορολογικός Αντιπρόσωπος

Σύμφωνα με την ΠΟΛ.1011/20.1.2011 του Υπουργείου Οικονομικών με θέμα «Υποχρεώσεις φορολογικού αντιπροσώπου από υποκείμενους εγκατεστημένους σε άλλο κράτος μέλος της Ευρωπαϊκής Ένωσης» διευκρινίζονται τα ακόλουθα:

- Με τις διατάξεις της Α.Υ.Ο.1111374/9160/2152/0014/ΠΟΛ.1281/ 26.8.1993 (ΦΕΚ 700Β'/9.9.1993) καθορίστηκαν οι όροι, οι προϋποθέσεις και η διαδικασία ορισμού φορολογικού αντιπροσώπου από υποκείμενους εγκατεστημένους εκτός Ελλάδας καθώς και οι υποχρεώσεις και τα δικαιώματα αυτών.
- Με τις διατάξεις του άρθρου 36 του ν.2859/2000 (ΦΕΚ 248Α΄) όπως τροποποιήθηκαν και ισχύουν με το άρθρο 5 του ν.3453/2006 (ΦΕΚ 74Α΄) οι υποκείμενοι στο φόρο που είναι εγκατεστημένοι σε άλλο κράτος μέλος της Ευρωπαϊκής Ένωσης και δεν διαθέτουν εγκατάσταση στην Ελλάδα δύνανται να ορίζουν φορολογικό αντιπρόσωπο, ο οποίος στην περίπτωση αυτή δεν υποχρεούται στην τήρηση βιβλίων και έκδοση στοιχείων για πράξεις που πραγματοποιεί ο εντολέας του. Στην παράγραφο 4δ του ίδιου άρθρου αναφέρεται πώς ο ορισμός του φορολογικού αντιπροσώπου γίνεται με την κατάθεση αντιγράφου πληρεξούσιου εγγράφου στον προϊστάμενο της ΔΟΥ που είναι αρμόδιος για την φορολογία εισοδήματος του φορολογικού αντιπροσώπου. Το αντίγραφο αυτό θα πρέπει να είναι θεωρημένο από την ελληνική προξενική αρχή του τόπου όπου είναι εγκατεστημένος ο υποκείμενος στο φόρο, η από την Αρχή που έχει οριστεί για την θεώρηση, σύμφωνα με την από 5/10/1961 Σύμβαση της Χάγης.
- Ενόψει των προαναφερόμενων ο κοινοτικός εντολέας, υποκείμενος στο φόρο, για τις πραγματοποιούμενες πράξεις στη χώρα μας εκδίδει τιμολόγιο από το κράτος μέλος εγκατάστασής του απευθείας προς τους πελάτες του αναγράφοντας τον Α.Φ.Μ./Φ.Π.Α. τον οποίο έχει λάβει στη χώρα μας, τα πλήρη στοιχεία της επιχείρησής του και τον Α.Φ.Μ./Φ.Π.Α. που του έχει χορηγηθεί στην κοινοτική χώρα εγκατάστασής του, τον Α.Φ.Μ./Φ.Π.Α. του πελάτη του, την αξία, το ποσό του φόρου και τον συντελεστή του Φ.Π.Α. που αναλογεί στη συναλλαγή που πραγματοποίησε στη χώρα μας. Ο φορολογικός αντιπρόσωπος του εν λόγω κοινοτικού εντολέα υποβάλλει τις δηλώσεις Φ.Π.Α. και αποδίδει τον οφειλόμενο φόρο με βάση τα αντίγραφα των τιμολογίων αυτών που του αποστέλλονται.
- Τέλος, σημειώνεται ότι, οι φορολογικοί αντιπρόσωποι υποκείμενων εγκατεστημένων σε άλλο κράτος μέλος της Ευρωπαϊκής Ένωσης δεν έχουν υποχρέωση τήρησης του ειδικού βιβλίου φορολογικού αντιπροσώπου και μπορούν να ακυρώσουν τα θεωρημένα στοιχεία που κατέχουν.

Από τα παραπάνω ισχύει ότι εταιρίες που δεν έχουν έδρα στην Ελλάδα έχουν τις παρακάτω επιλογές.

- Εταιρία που έχει έδρα σε χώρα εκτός Ε.Ε. υποχρεούται να ορίσει φορολογικό αντιπρόσωπο πριν την έναρξη των εργασιών της, ο οποίος υποχρεούται να λάβει Α.Φ.Μ./Φ.Π.Α. στην Ελλάδα και έχει τις υποχρεώσεις που έχει οποιαδήποτε εταιρία με εδρά στην Ελλάδα και είναι υπόκειμενη στον φόρο.

- Εταιρία που έχει έδρα σε κράτος μέλος της Ε.Ε. έχει 2 επιλογές:

  - να έχει εγκατάσταση στην Ελλάδα οπότε η εταιρία τους στην Ελλάδα αποτελεί τον φορολογικό τους αντιπρόσωπο, ο οποίος υποχρεούται να λάβει Α.Φ.Μ./Φ.Π.Α. στην Ελλάδα και έχει τις υποχρεώσεις που έχει οποιαδήποτε εταιρία με εδρά στην Ελλάδα και είναι υπόκειμενη στον φόρο,
  - να μην έχει εγκατάσταση στην Ελλάδα, οπότε δύναται να ορίσει φορολογικό αντιπρόσωπο, ο οποίος υποχρεούται να λάβει Α.Φ.Μ./Φ.Π.Α. στην Ελλάδα όμως δεν υποχρεούται στην τήρηση βιβλίων και έκδοση στοιχείων για τις πράξεις που πραγματοποιεί ο εντολέας του.

Αν η εταιρία επιλέξει να μην ορίσει φορολογικό αντιπρόσωπο στην Ελλάδα, τότε προφανώς υποχρεούται να έχει λάβει Α.Φ.Μ./Φ.Π.Α. από το κράτος μέλος της Ε.Ε. που βρίσκεται η έδρα του

Τα παραπάνω υπόκεινται στις εκάστοτε τροποποιήσεις της φορολογικής νομοθεσίας.

VIII.2 Δηλώσεις Παραγωγών



ΛΕΙΤΟΥΡΓΟΣ ΑΓΟΡΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ Α.Ε.
ΚΑΣΤΟΡΟΣ 72, 18545 ΠΕΙΡΑΙΑΣ

ΔΗΛΩΣΕΙΣ ΚΑΤΟΧΩΝ ΑΔΕΙΑΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ

Δηλώνω ως νόμιμος εκπρόσωπος της αιτούσας την εγγραφή στο Μητρώο Συμμετεχόντων εταιρεία με την επωνυμία ………………………………………. ………………………………………………………………….....η οποία εδρεύει ……………………………………………………………………………………..ότι:
……………………………………………………………………………………..ότι:

1. Η αιτούσα αποδέχεται ρητά και ανεπιφύλακτα τις ρυθμίσεις του «Κώδικα Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας» (ΦΕΚ Β/104/31.01.2012), όπως εκάστοτε τροποποιείται και ισχύει, και ιδίως σε σχέση με τις οικονομικές υποχρεώσεις της αιτούσας που προκύπτουν από τη συμμετοχή της στο Σύστημα Συναλλαγών Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού.
2. Η αιτούσα εξουσιοδοτεί τον Λειτουργό της Αγοράς και τον εκάστοτε εξουσιοδοτημένο από τον Λειτουργό της Αγοράς Φορέα Εκκαθάρισης ΗΕΠ να προβαίνει σε πιστώσεις και χρεώσεις του υπ΄αριθμ. ……………………………………………………………. λογαριασμού της που τηρεί στην Τράπεζα ……………………………………………………….. σύμφωνα με τους όρους του «Κώδικα Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας».

Ο Νόμιμος Εκπρόσωπος,

(Ημερομηνία)
(Ονοματεπώνυμο)
(Σφραγίδα εταιρείας)
(Θεώρηση για γνήσιο της υπογραφής)

VIII.3 Δηλώσεις Προμηθευτών



ΛΕΙΤΟΥΡΓΟΣ ΑΓΟΡΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ Α.Ε.
ΚΑΣΤΟΡΟΣ 72, 18545 ΠΕΙΡΑΙΑΣ

ΔΗΛΩΣΕΙΣ ΚΑΤΟΧΩΝ ΑΔΕΙΑΣ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ

Δηλώνω ως νόμιμος εκπρόσωπος της αιτούσας την εγγραφή στο Μητρώο Συμμετεχόντων εταιρεία με την επωνυμία ……………………………………………
………………………………………………………………………. η οποία εδρεύει
……………………………………………………………………………………… ότι:

1. Η αιτούσα αποδέχεται ρητά και ανεπιφύλακτα τις ρυθμίσεις του «Κώδικα Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας» (ΦΕΚ Β/104/31.01.2012), όπως εκάστοτε τροποποιείται και ισχύει, και ιδίως σε σχέση με τις οικονομικές υποχρεώσεις της αιτούσας που προκύπτουν από τη συμμετοχή της στο Σύστημα Συναλλαγών Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού.
2. Η αιτούσα αποδέχεται ρητά και ανεπιφύλακτα το δικαίωμα του Λειτουργού της Αγοράς να ενημερώνει τους πελάτες της αιτούσας σε περίπτωση αδυναμίας εκπλήρωσης χρηματικών υποχρεώσεών της αιτούσας λόγω συμμετοχής στον ΗΕΠ ώστε αυτοί να μπορούν να ασκούν το δικαίωμα αλλαγής προμηθευτή ή να προμηθεύονται οι ίδιοι από τον ΗΕΠ για δική τους αποκλειστικά χρήση, καθώς και άλλους Προμηθευτές προκειμένου να αναλάβουν αυτοί τις αντίστοιχες Δηλώσεις Φορτίου.
3. Η αιτούσα δηλώνει ρητά και ανεπιφύλακτα ότι στις συμβάσεις προμήθειας με τους πελάτες της έχει συμπεριλάβει όρο ο οποίος προβλέπει ότι σε περίπτωση μη νόμιμης υποβολής Δήλωσης Φορτίου εκ μέρους της αιτούσας λόγω έλλειψης βεβαίωσης κάλυψης χρηματικών υποχρεώσεων ή μη εκπλήρωσης χρηματικών υποχρεώσεων για Δήλωση Φορτίου στο πλαίσιο του ΗΕΠ ο Πελάτης αναγνωρίζει το δικαίωμα του Λειτουργού της Αγοράς να στρέφεται απευθείας κατά του ίδιου του Πελάτη με τα ίδια δικαιώματα που έχει και κατά του Προμηθευτή για το τμήμα της κατανάλωσής του που αντιστοιχεί στη Δήλωση Φορτίου, μη δυνάμενος να προβάλλει ενστάσεις από τη συμβατική του σχέση με τον Προμηθευτή.
4. Η αιτούσα εξουσιοδοτεί τον Λειτουργό της Αγοράς και τον εκάστοτε εξουσιοδοτημένο από τον Λειτουργού της Αγοράς Φορέα Εκκαθάρισης ΗΕΠ να προβαίνει σε πιστώσεις και χρεώσεις του υπ΄αριθμ. ………………………………………………………………... λογαριασμού της που τηρεί στην Τράπεζα ………………………………………………… σύμφωνα με τους όρους του «Κώδικα Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας».

Ο Νόμιμος Εκπρόσωπος,

(Ημερομηνία)
(Ονοματεπώνυμο)
(Σφραγίδα εταιρείας)
(Θεώρηση για γνήσιο της υπογραφής)

VIII.4 Δηλώσεις Εμπόρων



ΛΕΙΤΟΥΡΓΟΣ ΑΓΟΡΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ Α.Ε.
ΚΑΣΤΟΡΟΣ 72, 18545 ΠΕΙΡΑΙΑΣ

ΔΗΛΩΣΕΙΣ ΚΑΤΟΧΩΝ ΑΔΕΙΑΣ ΕΜΠΟΡΙΑΣ

Δηλώνω ως νόμιμος εκπρόσωπος της αιτούσας την εγγραφή στο Μητρώο Συμμετεχόντων εταιρεία με την επωνυμία ………………………………………
……………………………………………………………………. η οποία εδρεύει
………………………………………………………………………………… ότι:

1. Η αιτούσα αποδέχεται ρητά και ανεπιφύλακτα τις ρυθμίσεις του «Κώδικα Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας» (ΦΕΚ Β/104/31.01.2012), όπως εκάστοτε τροποποιείται και ισχύει, και ιδίως σε σχέση με τις οικονομικές υποχρεώσεις της αιτούσας που προκύπτουν από τη συμμετοχή της στο Σύστημα Συναλλαγών Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού.
2. Η αιτούσα εξουσιοδοτεί τον Λειτουργό της Αγοράς και τον εκάστοτε εξουσιοδοτημένο από τον Λειτουργό της Αγοράς Φορέα Εκκαθάρισης ΗΕΠ να προβαίνει σε πιστώσεις και χρεώσεις του υπ΄αριθμ. …………………………………………………............ λογαριασμού της που τηρεί στην Τράπεζα ………………………………………………. σύμφωνα με τους όρους του «Κώδικα Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας».

Ο Νόμιμος Εκπρόσωπος,

(Ημερομηνία)
(Ονοματεπώνυμο)
(Σφραγίδα εταιρείας)
(Θεώρηση για γνήσιο της υπογραφής)

VIII.5 Δηλώσεις Αυτοπρομηθευόμενων Πελατών



ΛΕΙΤΟΥΡΓΟΣ ΑΓΟΡΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ Α.Ε.
ΚΑΣΤΟΡΟΣ 72, 18545 ΠΕΙΡΑΙΑΣ

ΔΗΛΩΣΕΙΣ ΑΥΤΟΠΡΟΜΗΘΕΥΟΜΕΝΩΝ ΠΕΛΑΤΩΝ

Δηλώνω ως νόμιμος εκπρόσωπος της αιτούσας την εγγραφή στο Μητρώο Συμμετεχόντων εταιρεία με την επωνυμία ………………………………………… ………………………………………………………………………………..η οποία εδρεύει ………………………………………………………………………………………ότι:

1. Η αιτούσα αποδέχεται ρητά και ανεπιφύλακτα τις ρυθμίσεις του «Κώδικα Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας» (ΦΕΚ Β/104/31.01.2012), όπως εκάστοτε τροποποιείται και ισχύει, και ιδίως σε σχέση με τις οικονομικές υποχρεώσεις της αιτούσας που προκύπτουν από τη συμμετοχή της στο Σύστημα Συναλλαγών Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού.
2. Η αιτούσα αποδέχεται ρητά και ανεπιφύλακτα την αρμοδιότητα του Διαχειριστή του Συστήματος, μετά από εντολή του Λειτουργού της Αγοράς βάσει της μεταξύ αυτών συμβατικής σχέσης που αναφέρεται στο Άρθρο 67 του Κώδικα Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας, να διακόψει στην αιτούσα την παροχή ηλεκτρικής ενέργειας κατά την Ημέρα Κατανομής αναφορικά με την οποία η αιτούσα αδυνατεί να εκπληρώσει τις χρηματικές υποχρεώσεις της λόγω συμμετοχής στον ΗΕΠ.
3. Η αιτούσα εξουσιοδοτεί τον Λειτουργό της Αγοράς και τον εκάστοτε εξουσιοδοτημένο από τον Λειτουργό της Αγοράς Φορέα Εκκαθάρισης ΗΕΠ να προβαίνει σε πιστώσεις και χρεώσεις του υπ΄αριθμ. …………………………………………………………………… λογαριασμού της που τηρεί στην Τράπεζα …………………………………………………… σύμφωνα με τους όρους του «Κώδικα Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας».

Ο Νόμιμος Εκπρόσωπος,

(Ημερομηνία)
(Ονοματεπώνυμο)
(Σφραγίδα εταιρείας)
(Θεώρηση για γνήσιο της υπογραφής)

VIII.6 Δήλωση Εκπροσώπου Σχετικά με τα Νομιμοποιητικά Έγγραφα

ΠΡΟΣ ΤΗΝ ΕΤΑΙΡΕΙΑ:
ΛΕΙΤΟΥΡΓΟΣ ΑΓΟΡΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ Α.Ε.

ΥΠΕΥΘΥΝΗ ΔΗΛΩΣΗ ΕΚΠΡΟΣΩΠΟΥ/ΩΝ

……………..2012

Κύριοι,

Ο/Οι υπογράφοντες …………………………………………………. με το παρόν σας δηλώνουμε υπεύθυνα και σε σχέση με τις συναλλαγές της εταιρίας μας με την επωνυμία …………………………………………………………………………. με την εταιρεία «ΛΕΙΤΟΥΡΓΟΣ ΑΓΟΡΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ Α.Ε.», ότι δεν έχει σημειωθεί καμία τροποποίηση του καταστατικού και της εκπροσώπησης της εταιρείας ή άλλη μεταβολή στην εταιρική κατάσταση,

- εκτός από την μέχρι σήμερα ισχύουσα σύμφωνα με τα έγγραφα που ήδη σας έχουμε παραδώσει.
- εκτός από αυτές που αναφέρονται στα παρακάτω έγγραφα που σας παραδίδουμε:

………
………
………
………
………
………
………
……………………………………………………………………………………………………

Σχετικά αναλαμβάνουμε την υποχρέωση να σας ενημερώνουμε για κάθε παρόμοια μεταβολή, αποστέλλοντας χωρίς καθυστέρηση επικυρωμένα αντίγραφα όλων των κρίσιμων εγγράφων, ευθυνόμενοι για κάθε ζημιά σας από τυχόν παράλειψή μας. Όλες οι μεταβολές αυτές, όπως και τυχόν ανάκληση των παρεχόμενων από την εταιρεία μας πληρεξουσίων, θα ισχύουν έναντί σας από την επόμενη της παραλαβής τους ημέρα και θα αποδεικνύονται από το γεγονός αυτό, χωρίς, διαφορετικά, να είναι δυνατό να αντιταχθούν προς την «ΛΕΙΤΟΥΡΓΟΣ ΑΓΟΡΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ Α.Ε.». Ουδεμία ευθύνη θα έχετε από οποιαδήποτε συναλλαγή σας με την εταιρία μας, η οποία θα εκπροσωπηθεί από πρόσωπα που δεν νομιμοποιούνται εξαιτίας μεταγενέστερων εταιρικών μεταβολών που δεν σας γνωστοποιήθηκαν όπως παραπάνω.

Ο Νόμιμος Εκπρόσωπος,

(Ημερομηνία)
(Ονοματεπώνυμο)
(Σφραγίδα εταιρείας)
(Θεώρηση για γνήσιο της υπογραφής)

VIII.7 Υπόδειγμα Εγγυητικής Επιστολής

____ ΕΠΩΝΥΜΙΑ ΤΡΑΠΕΖΑΣ
____ ΚΑΤΑΣΤΗΜΑ
____ (Τόπος - Ημερομηνία)

Προς: Τον
Λειτουργό Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας Α.Ε.
Κάστορος 72
185 45 Πειραιάς

ΕΓΓΥΗΤΙΚΗ ΕΠΙΣΤΟΛΗ ΑΡΙΘΜ. ΓΙΑ ΕΥΡΩ ……………………………

Με την παρούσα εγγυόμαστε έναντί σας άνευ όρων, ανέκκλητα και ανεπιφύλακτα, ευθυνόμενοι έναντί σας ως πρωτοφειλέτες και εις ολόκληρον, παραιτούμενοι από το ευεργέτημα της διζήσεως καθώς και από κάθε δικαίωμα που προβλέπεται στα άρθρα 851–856, 862-864 και 866-869 του Αστικού Κώδικα, υπέρ της Εταιρίας με την επωνυμία ……………………………………………………………………………………………, (………………………………………………………) με ΑΦΜ ………………………………… και έδρα …… (εφεξής η Εταιρία), και μέχρι του ποσού των:……………………………………ΕΥΡΩ (ΕΥΡΩ ………), στο οποίο και μόνο περιορίζεται η υποχρέωσή μας, για την από την παραπάνω εταιρία ακριβή, εμπρόθεσμη, προσήκουσα και πιστή εκπλήρωση όλων των οποιασδήποτε φύσεως υποχρεώσεων της που πηγάζουν από την συμμετοχή της στον Ημερήσιο Ενεργειακό Προγραμματισμό (ΗΕΠ) και τη Σύμβαση Συναλλαγών ΗΕΠ, σύμφωνα με τα προβλεπόμενα στον Κώδικα Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας (Υπ' αριθμ. 56/2012 απόφ. ΡΑΕ, ΦΕΚ Β' 104/31-01-2012), εφεξής ΚΣΗΕ, όπως αυτός έχει τροποποιηθεί και ισχύει, για το χρονικό διάστημα από 01.10.2012 έως και 31.03.2013.

Στην περίπτωση που λόγω της παραπάνω εγγύησης, αποφασίσετε κατά την ελεύθερη και αδέσμευτη κρίση σας, την οποία θα μας γνωστοποιήσετε, ότι η Εταιρία παρέβη οποιαδήποτε από τις υποχρεώσεις της, που πηγάζουν από την συμμετοχή της στον ΗΕΠ και τη Σύμβαση Συναλλαγών ΗΕΠ, σύμφωνα με τα προβλεπόμενα στον ΚΣΗΕ, όπως αυτός έχει τροποποιηθεί και ισχύει, για το χρονικό διάστημα από 01.10.2012 έως και 31.03.2013 σας δηλώνουμε ότι αναλαμβάνουμε με την παρούσα την υποχρέωση να σας καταβάλουμε, άμα τη λήψει της πρώτης έγγραφης ζήτησής σας περί μερικής ή ολικής κατάπτωσης και χωρίς να εξετάσουμε ή να επαληθεύσουμε το βάσιμο της απαίτησής σας ή να υποβάλουμε οποιαδήποτε αντίρρηση, εντός τριών (3) εργασίμων ημερών, το πόσο της εγγύησης, ολόκληρο ή μέρος αυτού, ελεύθερο και απαλλαγμένο από κάθε απαίτηση, επιβάρυνση ή παρακράτηση, σύμφωνα με τις οδηγίες σας, και μόλις μας το ζητήσετε, χωρίς να απαιτείται για αυτή τη πληρωμή οποιαδήποτε εξουσιοδότηση, ενέργεια ή συγκατάθεση εκ μέρους της Εταιρίας και ανεξάρτητα από οποιαδήποτε τυχόν διαφορά, αντίρρηση, ένσταση, επιφύλαξη ή προσφυγή της Εταιρίας ή οποιουδήποτε τρίτου σε διαιτησία ή σε οποιοδήποτε αρμόδιο δικαστήριο. Σε περίπτωση μερικής κατάπτωσης της παρούσας, αυτή θα ισχύει για το υπόλοιπο ποσό και με τους ίδιους όρους που αναφέρονται σε αυτήν.

Δηλώνουμε ακόμη ότι η εγγύησή μας αφορά την παραπάνω και μόνο αιτία και θα παραμείνει ισχυρή μέχρι την πλήρη και ολοσχερή εκ μέρους της Εταιρίας εκπλήρωση όλων ανεξαιρέτως των υποχρεώσεών της που πηγάζουν από την συμμετοχή της στον ΗΕΠ και τη Σύμβαση Συναλλαγών ΗΕΠ, σύμφωνα με τα προβλεπόμενα στον ΚΣΗΕ, όπως αυτός έχει τροποποιηθεί και ισχύει, για το χρονικό διάστημα από 01.10.2012 έως και 31.03.2013 και το αργότερο σε κάθε περίπτωση μέχρι την 30η (τριακοστή) Ιουνίου 2013 (του έτους δύο χιλιάδες δεκατρία), και σε κάθε περίπτωση μέχρι να μας επιστραφεί η παρούσα εγγυητική επιστολή μαζί με έγγραφη δήλωσή σας που θα μας απαλλάσσει από αυτή την εγγύηση.

Η υποχρέωσή μας δυνάμει της παρούσας εγγύησης θα παραμείνει σε πλήρη ισχύ και δεν θεωρείται ότι απαλλαχτήκαμε αυτής λόγω οποιασδήποτε πράξης, παράλειψης ή γεγονότος το οποίο, ελλείψει της παρούσας διάταξης, θα ήταν δυνατό να οδηγήσει στην ελευθέρωσή μας από τις υποχρεώσεις μας που απορρέουν από την παρούσα εγγύηση, εν όλω ή εν μέρει, περιλαμβανομένων ενδεικτικά, και ανεξάρτητα από το αν έχουμε ή έχετε λάβει γνώση των ακολούθων:

α. πτώχευση, αναγκαστική διαχείριση, λύση και θέση σε εκκαθάριση της Εταιρίας,
β. οποιαδήποτε παράταση, παραίτηση ή ευκολία δοθεί υπέρ της Εταιρίας ή οποιουδήποτε τρίτου,
γ. ύπαρξη δικαιώματος συμψηφισμού ή επισχέσεως ερειδόμενου σε οποιασδήποτε φύσεως απαίτηση της Εταιρίας ή τρίτου εναντίον σας.

Η παρούσα εγγύηση και όλα τα σχετικά με αυτήν ζητήματα διέπονται από το Ελληνικό Δίκαιο και με την παρούσα η τράπεζά μας αποδέχεται ανέκκλητα την αρμοδιότητα των δικαστηρίων του Πειραιά.

Βεβαιώνουμε με την παρούσα, ότι το συνολικό ποσό των Εγγυητικών Επιστολών που χορήγησε η Τράπεζά μας προς το Δημόσιο ή τα Ν.Π.Δ.Δ. και είναι σε ισχύ, συμπεριλαμβανομένης και της παρούσας δεν υπερβαίνει το καθορισμένο από την ισχύουσα νομοθεσία για την Τράπεζά μας όριο.

ΕΠΩΝΥΜΙΑ ΤΡΑΠΕΖΑΣ

VIII.8 Βεβαίωση Εγγραφής στο Μητρώο Συμμετεχόντων (Παράδειγμα Εμπόρου)

ΒΕΒΑΙΩΣΗ ΕΓΓΡΑΦΗΣ
ΕΜΠΟΡΟΥ
ΣΤΟ ΜΗΤΡΩΟ ΣΥΜΜΕΤΕΧΟΝΤΩΝ
Άρθρο 2 Κώδικα Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας
(ΡΑΕ/56/2012, ΦΕΚ Β' 104/31-01-2012)

Βεβαιώνεται ότι η εταιρεία με την επωνυμία «…….», κάτοχος άδειας Εμπορίας (απόφαση ΡΑΕ/…) ενεγράφη στο Μητρώο Συμμετεχόντων που τηρεί ο Λειτουργός της Αγοράς ως «Έμπορος» καθώς πληροί τις απαιτήσεις του Κώδικα Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΚΣΗΕ) όσον αφορά στη σύναψη της Σύμβασης Συναλλαγών Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού (ΣΣΗΕΠ).

Για την εγγραφή στο Μητρώο Συμμετεχόντων έχει παρασχεθεί στο Λειτουργό της Αγοράς έγγραφη βεβαίωση από το Διαχειριστή του Συστήματος για την πληρότητα των στοιχείων του φακέλου που αφορούν στη σύναψη της Σύμβασης Συναλλαγών Διαχειριστή Συστήματος (ΣΣΔΣ).

Δια της εγγραφής στο Μητρώο Συμμετεχόντων, οι Συμμετέχοντες συνάπτουν (α) με το Λειτουργό της Αγοράς ΣΣΗΕΠ, η οποία διέπεται από τις διατάξεις του ΚΣΗΕ, όπως εκάστοτε ισχύει και (β) με το Διαχειριστή του Συστήματος ΣΣΔΣ, η οποία διέπεται από τις διατάξεις του Κώδικα Διαχείρισης του Συστήματος, όπως εκάστοτε ισχύει. Η ΣΣΗΕΠ και η ΣΣΔΣ δεν υπόκεινται σε κανέναν άλλον τύπο πέραν της εγγραφής στο Μητρώο Συμμετεχόντων.

(υπογραφή Διευθύνοντος Συμβούλου ΛΑΓΗΕ)

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ ΙΧ - ΟΡΙΣΜΟΙ ΣΧΗΜΑΤΩΝ VISIO

Το παρόν Παράρτημα παρέχει τον ορισμό των σχημάτων που χρησιμοποιούνται κατά την ανάπτυξη των Διαγραμμάτων Ροής. Τα Διαγράμματα Ροής απεικονίζουν τις βασικές Επιχειρησιακές Διαδικασίες των διαφόρων δραστηριοτήτων της αγοράς που διαχειρίζεται ο Διαχειριστής του Συστήματος. Τα Διαγράμματα Ροής ενσωματώνονται στις ενότητες του παρόντος Εγχειριδίου.

Σύμβολο	Ορισμός
	Σύνολο Διαδικασιών – το σχήμα αυτό αντιπροσωπεύει μία συλλογή από διαδικασίες και δείχνει την σχέση της μίας διαδικασίας με την άλλη.
	Κύρια Διαδικασία – το σχήμα αυτό περιέχει μία συνοπτική περιγραφή της διαδικασίας που θα περιγραφεί στην συνέχεια με λεπτομέρεια.
	Τεμάχιο Διαδικασίας – το σχήμα αυτό περιγράφει «διαδικασίες» οι οποίες μπορούν να ορισθούν ως εκτέλεση συγκεκριμένων ενεργειών. Αποτελεί το συστατικό στοιχείο των διαγραμμάτων ροής Visio.
	Προκαθορισμένη Διαδικασία - το σχήμα αυτό χρησιμοποιείται για ένα σύνολο βημάτων που συνδυάζονται ώστε να δημιουργηθεί μία υπο-διαδικασία που ορίζεται κάπου αλλού, συχνά σε άλλη σελίδα του ίδιου διαγράμματος.
	Σύμβολο Απόφασης – όπως υπονοεί το όνομα, το σχήμα αυτό διακλαδίζει το διάγραμμα ροής με βάση την απόφαση που επιλέγεται. Το σχήμα λειτουργεί ως "If" δήλωση. Υπάρχουν δύο βασικοί τρόποι χρήσης του συμβόλου: Yes/No Path – Έχει δύο εξόδους, Yes or No. Multiple Path – Η ροή μπορεί να ακολουθήσει πολλαπλούς δρόμους που βασίζονται στις εξόδους. Το σημαντικό εδώ είναι κάθε μονοπάτι να είναι σωστά χαρακτηρισμένο, ακόμα και στην περίπτωση του "Yes" ή του "No". Αλλιώς, καθίσταται δύσκολη η συνέχιση της πορείας στο διάγραμμα.
	Σύμβολο Εγγράφου – το σχήμα αυτό χρησιμοποιείται για να αναπαραστήσει ένα έγγραφο στο Διάγραμμα Ροής. Για παράδειγμα, εάν η είσοδος στην διαδικασία είναι ένα αρχείο, μπορεί να αναπαρασταθεί με το σύμβολο αυτό. Ένα άλλο παράδειγμα είναι εάν η έξοδος μίας διαδικασίας είναι ένα αρχείο.
Terminator	**Σύμβολο Τερματισμού** – το σχήμα αυτό χρησιμοποιείται για να ξεκινήσει ή να τερματισθεί ένα διάγραμμα. Κατά κανόνα, κάθε Διάγραμμα Ροής έχει το σχήμα αυτό στην αρχή χαρακτηρισμένο ως «Εκκίνηση της (διαδικασίας)» και ένα στο τέλος ως «Τερματισμός της (διαδικασίας). Ωστόσο, εάν το διάγραμμα καταλήγει σε πολλά σημεία, θα πρέπει να τοποθετηθεί και από ένα σύμβολο τερματισμού σε κάθε σημείο. Αυτό επίσης συμβαίνει και εάν το διάγραμμα έχει πολλαπλά

Σύμβολο	Ορισμός
	σημεία εκκίνησης, κάτι που είναι πιο σπάνιο.
	Αναφορά εκτός σελίδας – τα σύμβολα αυτά χρησιμοποιούνται όταν κάτι που αναφέρεται βρίσκεται σε διαφορετική σελίδα. Τα σύμβολα αυτά είναι χρήσιμα γιατί αποφεύγεται η επανάληψη του ίδιου συνόλου συμβόλων πολλές φορές σε ένα διάγραμμα.
	Αναφορά εντός σελίδας – Ο μικρός αυτός κύκλος υποδηλώνει ότι το επόμενο (ή προηγούμενο) βήμα είναι κάπου αλλού στο διάγραμμα.
	Δεδομένα - το σχήμα αυτό υποδηλώνει πως η πληροφορία εισέρχεται στην διαδικασία από έξω, ή αφήνει την διαδικασία. Το σχήμα αυτό μπορεί επίσης να χρησιμοποιηθεί για να δηλώσει συστατικά και μερικές φορές ονομάζεται και σχήμα Εισόδου/Εξόδου.
	Σύμβολο Βάσης Δεδομένων – το σχήμα αυτό χρησιμοποιείται συχνά όταν σχεδιάζονται software διαδικασίες, και παριστάνει μία σύνδεση σε βάση δεδομένων ή πιο ειδικά έναν πίνακα της βάσης.
	Αποθηκευμένα Δεδομένα – το στοιχείο αυτό δείχνει ποιες πληροφορίες που είναι τα αποτελέσματα της διαδικασίας αποθηκεύονται.
	Απευθείας δεδομένα - το σχήμα αυτό αναπαριστά πληροφορία αποθηκευμένη έτσι ώστε μία απλή εγγραφή μπορεί να προσπελασθεί απευθείας. Το σχήμα αυτό αναπαριστά πως ένα σκληρός δίσκοε υπολογιστή αποθηκεύει δεδομένα.
	Διαδοχικά δεδομένα - το σχήμα αυτό αναπαριστά πληροφορία που αποθηκεύεται σε διαδοχική σειρά, όπως τα δεδομένα σε μαγνητική ταινία. Όταν τα δεδομένα αποθηκεύονται διαδοχικά, πρέπει και να ανακτηθούν διαδοχικά. Για παράδειγμα, για να υπάρχει πρόσβαση στην εγγραφή 7 πρέπει κάποιος πρώτα να πάει στις εγγραφές 1 έως 6.
	Εσωτερική αποθήκευση - το σχήμα αυτό αναπαριστά πληροφορία αποθηκευμένη σε έναν υπολογιστή.
	Χειροκίνητη είσοδος – Πρόκειται για ένα βήμα όπου κάποιος χειριστής παρέχει πληροφορίες στην διαδικασία.
	Χειροκίνητη λειτουργία – Πρόκειται για ένα βήμα που πρέπει να εκτελεσθεί από χειριστή.
	Δυναμικός σύνδεσμος – το εργαλείο αυτό συνδέει ένα στοιχείο με άλλο και δηλώνει την κατεύθυνση της ροής της διαδικασίας. Οι σύνδεσμοι αυτοί δύναται να δείχνουν την σύνδεση μίας διαδικασίας ή συνόλου δεδομένων ή κάτι άλλου ή μπορεί να καταλήγουν σε ένα «Σύμβολο Απόφασης» και χαρακτηρίζονται με μία “Yes” ή “No” απόφαση και την επακόλουθη διαδικασία.

Σύμβολο	Ορισμός
Contains pertinent information relevant to the process.	**Σχολιασμός –** το κουτί κειμένου στις αγκύλες χρησιμοποιείται για να προστεθούν σχόλια για τα σχήματα του διαγράμματος ροής.
	Απεικόνιση - το σχήμα αυτό αναπαριστά πληροφορία που απεικονίζεται σε χειριστή, συνήθως σε οθόνη υπολογιστή.
	Προπαρασκευή - το σχήμα αυτό δείχνει σε ποιο σημείο οι μεταβλητές αρχικοποιούνται στην προετοιμασία για μία διαδικασία.
	Παράλληλη κατάσταση - το σχήμα αυτό δείχνει που δύο διαφορετικές διαδικασίες μπορούν να λειτουργούν ταυτόχρονα.
	Όριο βρόχου - το σχήμα αυτό σημειώνει τον μέγιστο αριθμό των επαναλήψεων που πρέπει να τρέξουν σε ένα βρόχο προτού προχωρήσει στο επόμενο βήμα.

Η απόφαση αυτή να δημοσιευθεί στην Εφημερίδα της Κυβερνήσεως.

Αθήνα, 27 Δεκεμβρίου 2012

Ο Πρόεδρος

ΝΙΚΟΣ ΒΑΣΙΛΑΚΟΣ

ΕΘΝΙΚΟ ΤΥΠΟΓΡΑΦΕΙΟ

ΕΦΗΜΕΡΙΣ ΤΗΣ ΚΥΒΕΡΝΗΣΕΩΣ

ΤΙΜΗ ΠΩΛΗΣΗΣ ΦΥΛΛΩΝ ΤΗΣ ΕΦΗΜΕΡΙΔΑΣ ΤΗΣ ΚΥΒΕΡΝΗΣΕΩΣ

Σε έντυπη μορφή:

- Για τα Φ.Ε.Κ. από 1 έως 16 σελίδες σε 1 € προσαυξανόμενη κατά 0,20 € για κάθε επιπλέον οκτασέλιδο ή μέρος αυτού.
- Για τα φωτοαντίγραφα Φ.Ε.Κ. σε 0,15 € ανά σελίδα.

Σε μορφή DVD/CD:

Τεύχος	Ετήσια έκδοση	Τριμηνιαία έκδοση	Μηνιαία έκδοση
Α΄	150 €	40 €	15 €
Β΄	300 €	80 €	30 €
Γ΄	50 €	-	-
Υ.Ο.Δ.Δ.	50 €	-	-
Δ΄	110 €	30 €	-

Τεύχος	Ετήσια έκδοση	Τριμηνιαία έκδοση	Μηνιαία έκδοση
Α.Α.Π.	110 €	30 €	-
Ε.Β.Ι.	100 €	-	-
Α.Ε.Δ.	5 €	-	-
Δ.Δ.Σ.	200 €	-	20 €
Α.Ε.-Ε.Π.Ε.	-	-	100 €

- Η τιμή πώλησης μεμονωμένων Φ.Ε.Κ. σε μορφή cd-rom από εκείνα που διατίθενται σε ψηφιακή μορφή και μέχρι 100 σελίδες, σε 5 € προσαυξανόμενη κατά 1 € ανά 50 σελίδες.

ΕΤΗΣΙΕΣ ΣΥΝΔΡΟΜΕΣ Φ.Ε.Κ.

Τεύχος	Έντυπη μορφή
Α΄	225 €
Β΄	320 €
Γ΄	65 €
Υ.Ο.Δ.Δ.	65 €

Τεύχος	Έντυπη μορφή
Δ΄	160 €
Α.Α.Π.	160 €
Ε.Β.Ι.	65 €
Α.Ε.Δ.	10 €

Τεύχος	Έντυπη μορφή
Α.Ε.-Ε.Π.Ε.	2.250 €
Δ.Δ.Σ.	225 €
Α.Σ.Ε.Π.	70 €
Ο.Π.Κ.	-

- Το τεύχος Α.Σ.Ε.Π. (έντυπη μορφή) θα αποστέλλεται σε συνδρομητές ταχυδρομικά, με την επιβάρυνση των 70 €, ποσό το οποίο αφορά τα ταχυδρομικά έξοδα.

- Η καταβολή γίνεται σε όλες τις Δημόσιες Οικονομικές Υπηρεσίες (Δ.Ο.Υ.). Το πρωτότυπο διπλότυπο (έγγραφο αριθμ. πρωτ. 9067/28.2.2005 2η Υπηρεσία Επιτρόπου Ελεγκτικού Συνεδρίου) με φροντίδα των ενδιαφερομένων, πρέπει να αποστέλλεται ή να κατατίθεται στο Εθνικό Τυπογραφείο (Καποδιστρίου 34, Τ.Κ. 104 32 Αθήνα).
- Σημειώνεται ότι φωτοαντίγραφα διπλοτύπων, ταχυδρομικές Επιταγές για την εξόφληση της συνδρομής, δεν γίνονται δεκτά και θα επιστρέφονται.
- Οι οργανισμοί τοπικής αυτοδιοίκησης, τα νομικά πρόσωπα δημοσίου δικαίου, τα μέλη της Ένωσης Ιδιοκτητών Ημερησίου Τύπου Αθηνών και Επαρχίας, οι τηλεοπτικοί και ραδιοφωνικοί σταθμοί, η Ε.Σ.Η.Ε.Α, τα τριτοβάθμια συνδικαλιστικά όργανα και οι τριτοβάθμιες επαγγελματικές ενώσεις δικαιούνται έκπτωσης πενήντα τοις εκατό (50%) επί της ετήσιας συνδρομής.
- Το ποσό υπέρ Τ.Α.Π.Ε.Τ. (5% επί του ποσού συνδρομής), καταβάλλεται ολόκληρο (Κ.Α.Ε. 3512) και υπολογίζεται πριν την έκπτωση.
- Στην Ταχυδρομική συνδρομή του τεύχους Α.Σ.Ε.Π. δεν γίνεται έκπτωση.

Πληροφορίες για δημοσιεύματα που καταχωρίζονται στα Φ.Ε.Κ. στο τηλ.: 210 5279000.
Φωτοαντίγραφα παλαιών Φ.Ε.Κ.: τηλ.: 210 8220885.

Τα φύλλα όλων των τευχών της Εφημερίδας της Κυβερνήσεως διατίθενται δωρεάν σε ηλεκτρονική μορφή από την ιστοσελίδα του Εθνικού Τυπογραφείου (www.et.gr)

Ηλεκτρονική Διεύθυνση: http://www.et.gr - e-mail: webmaster.et@et.gr

ΟΙ ΥΠΗΡΕΣΙΕΣ ΕΞΥΠΗΡΕΤΗΣΗΣ ΠΟΛΙΤΩΝ ΛΕΙΤΟΥΡΓΟΥΝ ΚΑΘΗΜΕΡΙΝΑ ΑΠΟ 08:00 ΜΕΧΡΙ 13:30



ΑΠΟ ΤΟ ΕΘΝΙΚΟ ΤΥΠΟΓΡΑΦΕΙΟ
ΚΑΠΟΔΙΣΤΡΙΟΥ 34 * ΑΘΗΝΑ 104 32 * ΤΗΛ. 210 52 79 000 * FAX 210 52 21 004